

UNIVERSIDADE DE LISBOA  
FACULDADE DE CIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Avaliação Económica de Centrais Eólicas e  
Fotovoltaicas em Portugal Continental.  
Análise de Sensibilidade.

Geuffer Prado Garcia

**Dissertação**

**Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente**

**2013**



UNIVERSIDADE DE LISBOA  
FACULDADE DE CIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Avaliação Económica de Centrais Eólicas e  
Fotovoltaicas em Portugal Continental.  
Análise de Sensibilidade.

Geuffer Prado Garcia

**Dissertação**

**Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente**

Trabalho realizado sob a supervisão de

Prof. Dra. Ana Estanqueiro

**2013**



## Agradecimentos

Na execução deste trabalho foram muitas as pessoas que contribuíram e tornaram possível a sua conclusão. Primeiramente gostaria de agradecer à minha orientadora Exma. Senhora Professora Doutora Ana Estanqueiro, pela disponibilidade, paciência, respeito, conhecimentos transmitidos e valiosas sugestões durante a execução deste trabalho.

Agradeço também a todas as pessoas da equipa presente no Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), pois estiveram sempre disponíveis e guiaram-me sempre que necessitei de algum auxílio.

Um grande obrigado ao Luis Filipe, economista e budista, que esteve sempre disponível quando precisei de esclarecimentos para a finalização da licenciatura e quando me surgiram as maiores dúvidas para finalizar a presente dissertação de mestrado.

Ao meu irmão Abbner e à sua esposa Vanessa, pelo apoio e conselhos dados ao longo da execução da dissertação e à disponibilidade na sua revisão.

À minha irmã Silmara, que apesar de estar noutro país, nunca a esquecerei.

Aos meus amados pais, Marcos António Garcia e Maria E. do Prado Garcia, por todo o amor, carinho, compreensão e trabalho árduo; por me oferecerem a oportunidade de continuar os meus estudos, mesmo num país estrangeiro e sem as condições financeiras ideais para finalizar este mestrado. Entrego de “bandeja” esta vitória à minha mãe, por estar a realizar o meu sonho e também o dela.

Agradeço principalmente à minha ‘*precious*’ Renata, pelo carinho, companheirismo, dedicação e incansável apoio emocional em toda esta etapa.



## **Abstract**

The Renewable Energy Sources (RES) may help to reduce emissions from energy industries, contributing to decrease the costs of electricity and dependence on imported fossil fuels. RES's national goals were outlined to incorporate incentive programs, including the remuneration through feed-in tariffs in order to boost investment in these technologies.

Even with incentive programs, the investments in RES projects may not have the return required by the stakeholders. It is extremely important to obtain accurate results of economic evaluation to secure future investments, providing an increased production of clean energy and seeking a more sustainable future.

In this work, studies of economic evaluation of large wind and photovoltaic farms are carried out, with typical technical, economic and financial characteristics, using the rules imposed by the Portuguese laws, intending to demonstrate the suitability of these rules in the economic and financial panoramas presents in years between 2000 and 2020.

Through the developed calculation tool, it is studied future political decisions to reduce the feed-in tariffs and its effects on the economic viability of existing projects. It is carried out the economic evaluation studies for future projects, in line to build scenarios of RES in Portugal in the medium/long term. It is also obtained a mapping of Levelized Cost of Energy (LCOE) for typical photovoltaic, wind onshore and wind offshore (fixed and floating) farms in Portugal, with the purpose of comparison and ranking of their costs in their best locations.

The results obtained allow clarifying the weight that each current law has on the economical performances of wind and photovoltaic farms in the Portuguese territory. They also give a notion of the economical behaviour of these power plants over the years, allowing the construction of evolution scenarios of the economic viability in a medium/long term.

**Keywords:** Economic evaluation, sensitivity analysis, scenarios of economic development, feed-in tariff, mapping of Levelized Cost of Energy (LCOE).





## Resumo

As Fontes de Energia Renovável (FER) podem ajudar a minorar as emissões das indústrias de energia, reduzindo assim o custo da electricidade e a dependência de combustíveis fósseis importados. Foram traçadas metas nacionais para FER ao incorporar programas de incentivo, nomeadamente a remuneração através de tarifas bonificadas, de forma a impulsionar o investimento nestas tecnologias.

Mesmo com programas de incentivo, o investimento num projecto de FER pode não ter a rentabilidade exigida pelos investidores. É de extrema importância a obtenção precisa de resultados de avaliação económica de centrais renováveis para garantir futuros investimentos, proporcionando um acréscimo de produção de energia limpa e visando um futuro mais sustentável.

Neste trabalho, pretende-se levar a cabo os estudos de avaliação económica de grandes centrais eólicas e fotovoltaicas, com características técnicas e económico-financeiras típicas, utilizando as regras de remuneração impostas pela legislação portuguesa, numa perspectiva de demonstrar a adequação destas regras nos panoramas económico-financeiros presentes nos anos entre 2000 e 2020.

Através da ferramenta de cálculo desenvolvida, são aqui estudadas futuras decisões políticas de redução da tarifa bonificada e o seu efeito na viabilidade económica de projectos existentes. Efectua-se o estudo de avaliação económica de futuros projectos, numa óptica de construção de cenários de evolução das FER em Portugal a médio/longo prazo. É igualmente obtido um mapeamento de custos normalizado de energia (LCOE) de centrais típicas fotovoltaicas, eólicas *onshore* e *offshore* (fixas e flutuantes) para Portugal Continental, com o objectivo de comparação e hierarquização dos seus custos nos melhores locais para as suas instalações.

Os resultados obtidos permitem clarificar o peso que cada legislação em vigor tem nos resultados económicos de centrais eólicas e fotovoltaicas no território português. Dão também a noção do comportamento económico destas centrais ao longo dos anos, permitindo a construção de cenários de evolução da viabilidade económica a médio/longo prazo.

**Palavras-chave:** Avaliação económica, análise de sensibilidade, cenários de evolução económica, tarifa bonificada, mapeamento de custos normalizado de energia (LCOE).



# Índice

Agradecimentos.....	i
Abstract.....	iii
Resumo .....	v
Índice .....	vii
Lista de Abreviaturas .....	ix
Lista de Figuras.....	x
Lista de Tabelas.....	xii
1. Introdução .....	1
2. Contextualização .....	4
2.1 Enquadramento das energias renováveis em Portugal .....	4
2.2 Política energética nacional .....	7
2.2.1 Sistema eléctrico nacional (SEN) .....	9
2.2.2 Remuneração bonificada ( <i>Feed-in tariff</i> – FIT).....	10
2.3 Atlas eólico e fotovoltaico .....	18
3. Modelos de custos e de avaliação económica de centrais eólicas e fotovoltaicas .....	22
3.1 Valor temporal do dinheiro e taxa de actualização .....	23
3.2 Classificação das categorias de custos .....	27
3.3 Modelos de avaliação de custos – Custo normalizado de energia (LCOE) .....	28
3.4 Modelos de avaliação económica de projectos .....	29
3.4.1 Tempo de retorno descontado ( <i>Discounted Payback</i> ).....	29
3.4.2 Valor actual líquido (VAL).....	30
3.4.1 Taxa interna de rentabilidade (TIR).....	32
4. Metodologia .....	34
4.1 Investimento de capital médio .....	34
4.2 Ferramenta de avaliação económica e análise de sensibilidade .....	38
4.2.1 Limite de Remuneração .....	40
4.2.2 Parâmetros de inflação.....	41
4.2.3 Actualização de preços .....	44

4.2.4	Processamento .....	47
4.2.5	Janela de Resultados .....	48
4.3	Caracterização espacial de parâmetros económicos .....	54
5.	Casos de estudo – avaliação económica e análise de sensibilidade .....	56
5.1	Características da central típica .....	57
5.2	Resultados – Análise de Tarifas.....	61
5.2.1	Central Eólica <i>Onshore</i> .....	62
5.2.2	Central Solar Fotovoltaica .....	66
5.3	Resultados – Análise Temporal .....	70
5.4	Resultados – Análise de Sensibilidade.....	76
5.4.1	Cenário de evolução económica .....	76
5.4.2	Redução da tarifa bonificada a partir de 2013.....	80
5.4.3	Aumento da tarifa – Eólica <i>Offshore</i> .....	86
5.5	Resultados – Análise Espacial .....	92
6.	Conclusão .....	99
7.	Referências .....	104
	Anexos .....	I

## Lista de Abreviaturas

FER	Fontes de Energia Renovável
PRE	Produção em Regime Especial
DL	Decreto-Lei
PV	Sistema Solar Fotovoltaico
NEPS	Número de horas anual de funcionamento à potência nominal
kWh/kWp	Quilowatt-hora por Quilowatt pico
kW	Quilowatts
MW	Megawatts
GW	Gigawatts
TW	Terawatts
kWh	Quilowatts-hora
MWh	Megawatts-hora
GWh	Gigawatts-hora
TWh	Terawatts-hora
€/W	Euros por Watt
€/kW	Euros por Quilowatt
€/MWh	Euros por Megawatt-hora
ha	Hectare
h	Horas
LCOE	Custo Normalizado de Energia ( <i>Levelized Cost of Energy</i> )
VAL	Valor Actual Líquido
TIR	Taxa Interna de Rendibilidade
DPB	Tempo de Retorno do Investimento Descontado ( <i>Discounted Payback</i> )
SPB	Tempo de Retorno do Investimento Simples ( <i>Simple Payback</i> )
O&M	Operação e Manutenção
IPC	Índice de Preços no Consumidor
AEAS_EoPv	Avaliação Económica e Análise de Sensibilidade – Eólica e Fotovoltaica
FIT	<i>Feed-in Tariff</i>
OT	Obrigações do Tesouro

## Lista de Figuras

Fig. 1 – Evolução da energia produzida a partir de FER (DGEG, 2012b).	4
Fig. 2 – Evolução da potência eólica instalada em Portugal Continental (LNEG, 2012).	5
Fig. 3 – Grandes Centrais Fotovoltaicas em Portugal.	6
Fig. 4 – Esquema simplificado de organização do SEN (Castro, 2011).	9
Fig. 5 – Turbinas Eólicas presentes na ferramenta desenvolvida: Repower 5M (a), Vestas V80 (b), Vestas V164 (c) (REpower Systems, 2012) e (Vestas, 2013).	18
Fig. 6 – Curvas de potências das turbinas utilizadas na ferramenta desenvolvida.	19
Fig. 7 – Distribuição espacial do número de horas anuais de funcionamento à potência nominal (NEPS) para as três turbinas eólicas utilizadas na ferramenta. Dimensão das células: 500 x 500 metros (LNEG, 2012).	20
Fig. 8 – (a) Mapa original da irradiância global e potencial eléctrico solar num ângulo de inclinação óptimo (Šuri <i>et al.</i> , 2007). (b) Mapa de contorno da grelha resultante do potencial fotovoltaico [kWh/kWp] ou número de horas anuais de funcionamento à potência nominal (NEPS).	21
Fig. 9 – Fluxo de caixa (Cash-Flow) típico de um projecto em energias renováveis (Castro, 2011).	22
Fig. 10 – Gestão financeira de projectos de energias renováveis (Short <i>et al.</i> , 1995).	23
Fig. 11 – Média mensal da taxa de rendibilidade das obrigações de tesouro a taxa fixa - 10 anos (Banco de Portugal, 2012).	26
Fig. 12 – Valor médio do Custo Unitário [€/kW] e Linha de Tendência para investimento em energia eólica onshore.	35
Fig. 13 – Evolução dos preços médios de módulos PV na Europa (EPIA, 2011).	36
Fig. 14 – Evolução dos preços de sistemas PV na Europa (EPIA, 2011).	36
Fig. 15 – Custo de Capital Médio de sistemas PV na ferramenta AEAS_EoPv entre os anos 2000 e 2020.	37
Fig. 16 – Gráfico de dispersão da evolução dos preços dos sistemas PV entre os anos 2000 e 2008.	37
Fig. 17 – Janela de input da ferramenta AEAS_EoPv.	38
Fig. 18 – Esquema simplificado do funcionamento da AEAS_EoPv.	39
Fig. 19 – Vista Geral da Janela de Resultados (Valores de demonstração).	48
Fig. 20 – Janela de Resultados: Menu "Opções do Gráfico".	49
Fig. 21 – Janela de Resultados: Menu "Outras Opções".	50
Fig. 22 – Janela de Resultados: Produzir Mapas.	51
Fig. 23 – Janela de Resultados. Tabelas de Comparação entre Análises.	53
Fig. 24 – Janela de Resultados: Gráficos - Comparação Análises.	53
Fig. 25 – Organigrama representativo da metodologia de cálculo da análise espacial da avaliação económica.	55
Fig. 26 – Custo Médio de Capital, valores a preços do mês de Junho de 2012. Central Eólica Onshore.	58
Fig. 27 – Custo Médio de Capital, valores a preços do mês de Junho de 2012. Central Solar Fotovoltaica.	59
Fig. 28 – Evolução da Tarifa DL 168/99. Central Eólica e Fotovoltaica com início de produção em Junho de 2000. a) Tarifas a preços correntes. b) Tarifas a preços de Junho de 2012.	61
Fig. 29 – Evolução da Tarifa (DL 168/99 e 339-C/2001). Central Eólica Onshore com início de Produção em Junho de 2000. a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.	62
Fig. 30 – Central Eólica Onshore. Comparação do valor médio das tarifas bonificadas de centrais com distintos NEPS, reguladas pelo DL 339-C/2001. Tarifas a preços de Junho de 2012.	63
Fig. 31 – Evolução da Tarifa (DL 33-A/2005 e 225/2007). Central Eólica com início de produção em Junho de 2005. a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.	64
Fig. 32 – Comparação de tarifas (DL 33-A/2005 e 225/2007) de centrais com início de produção em anos entre 2005 e 2013. Tarifas a preços correntes.	65
Fig. 33 – Comparação de tarifas médias (DL 33-A/2005 e 225/2007) de centrais eólicas com início de produção em anos entre 2005 e 2013. Tarifas a preços de Junho de 2012.	66
Fig. 34 – Evolução da Tarifa (DL 339-C/2001, 33-A/2005 e 225/2007). Central Fotovoltaica com início de Produção em Junho de 2002. a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.	67
Fig. 35 – Evolução da Tarifa (DL 339-C/2001). Central Fotovoltaica com início de produção em.....	67
Fig. 36 – Evolução da Tarifa (DL 33-A/2005 e 225/2007). Central Fotovoltaica com início de produção em Junho de 2005. a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.	68
Fig. 37 – Comparação de tarifas (DL 33-A/2005 e 225/2007) de centrais fotovoltaicas com início de produção em anos entre 2005 e 2013. Tarifas a preços correntes.	69
Fig. 38 – Comparação de tarifas médias (DL 33-A/2005 e 225/2007) de centrais fotovoltaicas com início de produção em anos entre 2005 e 2013. Tarifas a preços de Junho de 2012.	69
Fig. 39 – Análise Temporal. Central Eólica: Tarifa Bonificada Média de centrais com início nos anos entre 2000 e 2013. Tarifas a preços de Junho de 2012.	71
Fig. 40 – Análise Temporal. Central Eólica: Evolução do Valor Actual Líquido (VAL). Valores a preços de Junho de 2012.	72
Fig. 41 – Análise Temporal. Central Eólica: Evolução do Tempo de Retorno Descontado (DPB).	72
Fig. 42 – Análise Temporal. Central Eólica: Evolução do Custo Normalizado de Energia (LCOE). Valores a preços de Junho de 2012.	73

Fig. 43 – Análise Temporal. Centrais PV: Evolução da Tarifa Bonificada Média. Tarifas a preços de Junho de 2012. ....	74
Fig. 44 – Análise Temporal. Centrais PV: Evolução do Valor Actual Líquido (VAL). Valores a preços de Junho de 2012. ....	75
Fig. 45 – Análise Temporal. Centrais PV: Evolução do Custo Normalizado de Energia (LCOE). Valores a preços de Junho de 2012. ....	75
Fig. 46 – Análise Temporal. Centrais PV: Evolução do Tempo de Retorno Descontado (DPB). ....	76
Fig. 47 – Análise de Sensibilidade. Centrais PV. Cenário de Evolução Económica: Evolução do Valor Actual Líquido (VAL). Valores a preços de Junho de 2012. ....	78
Fig. 48 – Análise de Sensibilidade. Centrais PV. Cenário de Evolução Económica: Evolução do Tempo de Retorno do Investimento Descontado (DPB). ....	78
Fig. 49 – Análise de Sensibilidade. Centrais PV. Cenário de Evolução Económica: Evolução do Custo Normalizado de Energia (LCOE). Valores a preços de Junho de 2012. ....	79
Fig. 50 – Evolução da Tarifa. Central Eólica <i>Onshore</i> . Redução a partir de 2013: 10%. Início de Produção: Junho de 2002. a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012. ....	80
Fig. 51 – Evolução da Tarifa. Central Eólica <i>Onshore</i> . Redução a partir de 2013: 10%. Início de Produção: Junho de 2004. a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012. ....	81
Fig. 52 – Evolução da Tarifa. Central Eólica <i>Onshore</i> . Redução a partir de 2013: 10%. Início de Produção: Junho de 2005. a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012. ....	81
Fig. 53 – Análise de Sensibilidade. Central Eólica <i>Onshore</i> . Redução da Tarifa a partir de 2013: Tarifa Bonificada Média a partir de 2013. Tarifas a preços de Junho de 2012. ....	82
Fig. 54 – Análise de Sensibilidade. Central Eólica <i>Onshore</i> . Redução da Tarifa a partir de 2013: Tempo de Retorno Descontado (DPB). ....	82
Fig. 55 – Análise de Sensibilidade. Central Eólica <i>Onshore</i> . Redução da Tarifa a partir de 2013: Valor Actual Líquido (VAL). Valores a preços de Junho de 2012. ....	83
Fig. 56 – Análise de Sensibilidade. Central Eólica <i>Onshore</i> . Redução da Tarifa a partir de 2013: Taxa Interna de Rendibilidade (TIR). ....	83
Fig. 57 – Análise de Sensibilidade. Central PV. Redução da Tarifa Bonificada. Resultados do VAL nos distintos cenários económicos, com respectiva redução da tarifa. Valores a preços de Junho de 2012. ....	85
Fig. 58 – Análise de Sensibilidade. Central PV. Redução da Tarifa Bonificada. Resultados do DPB nos distintos cenários económicos, com respectiva redução da tarifa. ....	86
Fig. 59 – Análise de Sensibilidade. Aumento da Tarifa. Resultados do VAL de Centrais Eólicas <i>Offshore</i> Fixas: Início Junho de 2013. Valores a preços de Junho de 2012. ....	88
Fig. 60 – Análise de Sensibilidade. Aumento da Tarifa. Resultados do DPB de Centrais Eólicas <i>Offshore</i> Fixas: Início Junho de 2013. ....	88
Fig. 61 – Análise de Sensibilidade. Aumento da Tarifa. Resultados do VAL de Centrais Eólicas <i>Offshore</i> Flutuantes: Início Junho de 2013. Valores a preços de Junho de 2012. ....	90
Fig. 62 – Análise de Sensibilidade. Aumento da Tarifa. Resultados do DPB de Centrais Eólicas <i>Offshore</i> Flutuantes: Início Junho de 2013. ....	90
Fig. 63 – Atlas da energia anual produzida por <i>dispositivos-teste</i> com 2 MW de potência nominal de distintas tecnologias. ....	93
Fig. 64 – Atlas LCOE Eólica <i>Onshore</i> : Início de Produção em Junho de 2013. ....	94
Fig. 65 – Atlas LCOE Fotovoltaico: Início de Produção em Junho de 2013. ....	95
Fig. 66 – Atlas LCOE Eólica <i>Offshore</i> Fixa. Batimetria entre 0 e 40 metros. Início de Produção em Junho de 2013. ....	96
Fig. 67 – Atlas LCOE Eólica <i>Offshore</i> Flutuante. Batimetria entre 40 e 200 metros. Início de Produção em Junho de 2013. ....	97
Fig. 68 – Esquema simplificado do funcionamento da função <i>Remuneração Mensal</i> . ....	IV
Fig. 69 – Esquema simplificado da função <i>Análise Económica</i> . ....	VIII
Fig. 70 – Evolução da Tarifa (DL 339-C/2001). Central Eólica <i>Onshore</i> com NEPS de 1900 h. ....	XI
Fig. 71 – Evolução da Tarifa (DL 339-C/2001). Central Eólica <i>Onshore</i> com NEPS de 2100 h. ....	XI
Fig. 72 – Evolução da Tarifa (DL 339-C/2001). Central Eólica <i>Onshore</i> com NEPS de 2300 h. ....	XII
Fig. 73 – Evolução da Tarifa (DL 339-C/2001). Central Eólica <i>Onshore</i> com NEPS de 2500 h. ....	XII
Fig. 74 – Evolução da Tarifa (DL 339-C/2001). Central Eólica <i>Onshore</i> com NEPS de 2700 h. ....	XIII
Fig. 75 – Evolução da Tarifa (DL 339-C/2001). Central Eólica <i>Onshore</i> com NEPS de 3000 h. ....	XIII

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Histórico da potência instalada em FER (MW) para Portugal Continental (DGEG, 2012b). .....	6
Tabela 2 – Parâmetro Z da fórmula remuneratória. ....	16
Tabela 3 – Parâmetro Z da fórmula remuneratória. Decreto-Lei n.º 339-C/2001. ....	16
Tabela 4 – Turbinas eólicas utilizadas na ferramenta e as suas principais características. ....	19
Tabela 5 – Exemplo de cálculo do Fluxo de Caixa constante [€]. ....	33
Tabela 6 – Histórico de Investimento em Energia Eólica em Portugal (IEA Wind, 2000). ....	34
Tabela 7 – Índice de preços no consumidor excepto habitação (Continente). Taxa de variação mensal, Base 2008 (INE, 2012). ....	41
Tabela 8 – Inflação Mensal (base: Junho de 2012). ....	45
Tabela 9 – IPC Anual. Taxa de variação anual. ....	45
Tabela 10 – Inflação Anual (base ano análise: 2012). ....	46
Tabela 11 – Características específicas para cada tecnologia. ....	60
Tabela 12 – Tarifas Decreto-Lei n.º 339-C/2001. ....	63
Tabela 13 – Análise Temporal: Central Eólica <i>Onshore</i> . Valores monetários a preços de Junho de 2012. ....	70
Tabela 14 – Análise Temporal: Central Fotovoltaica. Valores monetários a preços de Junho de 2012. ....	73
Tabela 15 – Análise de Sensibilidade. Cenários de Evolução Económica: Resultados da avaliação económica de centrais fotovoltaicas com início entre os anos 2013 e 2020. ....	77
Tabela 16 – Análise de Sensibilidade. Redução da tarifa bonificada de centrais PV com Início de produção: 2014, 2016 e 2018. Resultados de Tarifas e TIR. ....	85
Tabela 17 – Resultados de Avaliação Económica. Central Eólica <i>Offshore</i> Fixa: Início Junho de 2013. ....	87
Tabela 18 – Análise de Sensibilidade. Aumento da Tarifa Bonificada. Central Eólica <i>Offshore</i> Fixa: Início em Junho de 2013. ....	87
Tabela 19 – Resultados de Avaliação Económica. Central Eólica <i>Offshore</i> Flutuante: Início Junho de 2013. ....	89
Tabela 20 – Análise de Sensibilidade. Aumento da Tarifa Bonificada. Central Eólica <i>Offshore</i> Flutuante: Início em Junho de 2013. ....	89
Tabela 21 – Análise espacial. LCOE. Centrais com início de produção em Junho de 2013. ....	98



## 1. Introdução

Ao longo da história o ser humano tem aproveitado as fontes de energia renováveis para melhorar o seu bem-estar, desde a utilização de lenha para obter calor; o vento para a propulsão dos barcos; vento ou água para mover moinhos; a radiação solar para aquecimento e conservação de alimentos. À medida que o ser humano evolui, as suas necessidades energéticas aumentam, necessitando cada vez mais de energia per capita. Na Revolução Industrial do século XVIII, as necessidades energéticas exigidas devido a alterações de processos foram suportadas por combustíveis com alto teor energético, nomeadamente o carvão, o qual impulsionou o progresso da Revolução Industrial. A partir desta época, passou-se a utilizar combustíveis fósseis (carvão, petróleo e seus derivados) ao nível das necessidades de calor, energia eléctrica e transportes, impulsionados pela abundância destes combustíveis, pelos seus preços reduzidos e por conterem energia concentrada (Castro, 2011).

Devido às crises petrolíferas do século XX (1970-1980), o preço da energia de origem fóssil aumentou de forma extraordinária. Desde então a população iniciou a tomada de consciência dos efeitos ambientais nocivos causados pela sua combustão e deu-se conta da sua natureza finita originada pelo elevado ritmo de extracção. A apreensão da falta de sustentabilidade dos combustíveis fósseis e o contínuo receio da energia nuclear, deu origem à renovação do interesse nas energias de fontes limpas e sustentáveis nas últimas décadas.

Governos e indústrias reconhecem que as Fontes de Energia Renováveis (FER) podem ajudar a minorar globalmente as emissões das indústrias de energia, reduzindo assim o custo da electricidade e a dependência de combustíveis fósseis importados. Estes países traçaram metas nacionais para energias renováveis ao incorporar nas suas políticas programas de incentivo, nomeadamente a remuneração através de tarifas bonificadas (*Feed-in tariff* – FIT), impulsionando assim o investimento em tecnologias de conversão de FER em electricidade, de forma a atingirem as metas objectivadas (IEA Wind, 2011).

Mesmo com programas de incentivo e tarifas bonificadas, o investimento num projecto de energias renováveis pode não ter a rentabilidade exigida pelos investidores. É de extrema importância o estudo da sua viabilidade económica, numa perspectiva de garantir futuros investimentos nestas tecnologias, proporcionando um acréscimo de sustentabilidade energética e produção de energia limpa.

Nesta dissertação de mestrado, pretende-se levar a cabo os estudos de avaliação económica de grandes centrais eólicas e fotovoltaicas, com características técnicas e económico-financeiras típicas, utilizando as regras de remuneração impostas pela legislação portuguesa (e.g. 189/88 de 27 de Maio), numa perspectiva de demonstrar a adequação destas regras nos panoramas económico-financeiros presentes em cada ano, desde 2000 até 2013. São aqui estudadas futuras decisões políticas de redução da tarifa bonificada e o seu efeito na viabilidade económica de projectos existentes. Efectua-se ainda o estudo de avaliação económica de futuros projectos, com as tecnologias mais promissoras, numa

óptica de construção de cenários de evolução das FER em Portugal a médio/longo prazo. É igualmente obtido um mapeamento de custos normalizado de energia (LCOE) de centrais típicas fotovoltaicas, eólicas *onshore*, *offshore* fixas e *offshore* flutuantes para Portugal Continental, com o objectivo de comparação e hierarquização dos seus custos nos melhores locais para as suas instalações.

No âmbito desta dissertação de mestrado, desenvolveu-se uma ferramenta de cálculo económico, intitulada *AEAS\_EoPv*, que permite diferentes abordagens de estudo de avaliação económica e análise de sensibilidade de centrais eólicas e fotovoltaicas. Esta ferramenta utiliza parâmetros técnicos e económico-financeiros próximos da realidade, respeitando as regras de remuneração impostas pela legislação portuguesa (e.g. 189/88 de 27 de Maio).

No capítulo 2 é caracterizada a situação portuguesa no que diz respeito às energias renováveis. É abordado o enquadramento actual das FER em Portugal, passando por um breve resumo das políticas energéticas nacionais, onde é abordado o funcionamento do sistema eléctrico e a legislação que regula a remuneração bonificada das centrais eólicas e fotovoltaicas em Portugal.

A revisão dos modelos de custos e de avaliação económica de projectos de energia eólica e fotovoltaica são apresentados no capítulo 3. O conceito de valor temporal do dinheiro é definido, juntamente com a classificação das categorias de custos envolventes no investimento nestes tipos de centrais, acompanhado ainda pela definição do custo normalizado de energia (LCOE), e também dos modelos de avaliação económica de projectos (DPB, VAL e TIR).

O capítulo 4 é dedicado à metodologia de cálculo, onde é apresentada a abordagem aos custos de capital das distintas tecnologias. Contém ainda a apresentação da ferramenta desenvolvida e da sua metodologia de cálculo, bem como a definição do processamento do mapeamento económico efectuado pela mesma.

No capítulo 5 é apresentado o caso de estudo e os seus resultados. Primeiramente, são abordadas as características das centrais típicas, e são definidos os parâmetros técnicos e económico-financeiros das centrais de diferentes tecnologias. Posteriormente, é efectuada a análise das tarifas bonificadas e demonstradas as variações entre as tarifas impostas por distintas legislações, para cada tecnologia estudada. De seguida, o estudo foca-se na análise temporal, onde é observado o comportamento da avaliação económica de centrais eólicas e fotovoltaicas com início em anos distintos, com os seus específicos parâmetros económico-financeiros.

Ainda no capítulo 5, são efectuados três estudos de análise de sensibilidade. O primeiro aborda a análise temporal de centrais fotovoltaicas que iniciarão a sua produção nos anos entre 2013 e 2020. São analisadas as suas avaliações económicas em três cenários distintos de evolução (estabilidade económica, evolução económica média e crise económica). A segunda abordagem estuda a viabilidade económica de centrais eólicas e fotovoltaicas numa opção política de redução da tarifa bonificada, passível de simulação a partir de 2013. O terceiro e último estudo de análise de sensibilidade, aborda o

aumento da tarifa bonificada de centrais eólicas *offshore* (fixa e flutuante), com o objectivo de encontrar a tarifa que suporta a viabilidade económica deste tipo de centrais, nos três cenários distintos de evolução económica.

No último caso de estudo, é efectuado o mapeamento do custo normalizado de energia (LCOE) de centrais fotovoltaicas, eólicas *onshore*, *offshore* fixas e *offshore* flutuantes, onde são apresentados e comparados os resultados deste indicador entre as distintas tecnologias, com a identificação dos seus melhores locais de instalação.

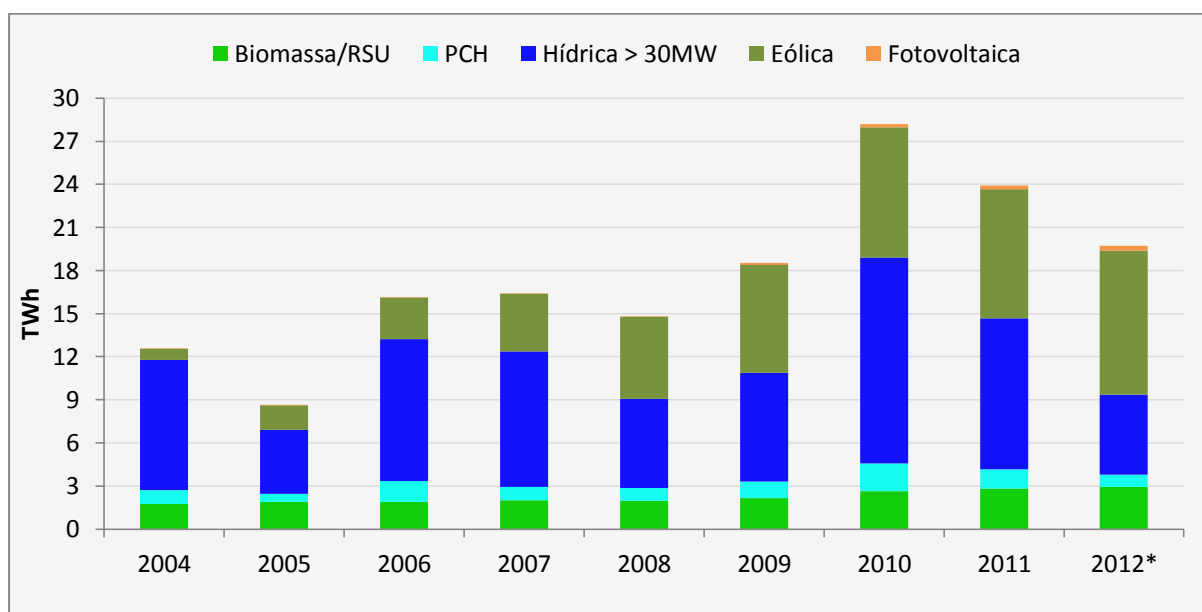
Por fim, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões deste trabalho, bem como projectos no âmbito dos quais a ferramenta desenvolvida foi utilizada. Estão ainda presentes recomendações do seu melhoramento para trabalhos futuros.

## 2. Contextualização

### 2.1 Enquadramento das energias renováveis em Portugal

Devido aos vários incentivos à produção através de FER, em 2010, Portugal foi o terceiro país da União Europeia (UE15) com maior incorporação de energias renováveis. Essa posição foi reforçada pelo forte aumento na produção hídrica registada neste ano e do acréscimo de 21% na produção eólica, relativamente a 2009 (DGEG, 2012a). No final de 2012, Portugal Continental tinha 10836 MW de capacidade instalada para produção de energia eléctrica a partir de FER. A energia hídrica é a fonte que mais contribuiu para este valor, apesar da eólica também ter um peso considerável, com 4450 MW de potência instalada no final de 2012, distribuída por 223 parques, com um total de 2408 aerogeradores espalhados pelo território continental, um *offshore*. Cerca de 36% da potência eólica instalada encontra-se em parques com potência igual ou inferior a 25MW (DGEG, 2012b).

No ano de 2012, a energia produzida a partir das FER sofreu uma redução de 17% (de 24,1 TWh para 19,9 TWh), comparativamente ao ano anterior. Esta redução foi devida, principalmente, ao decréscimo de 46% da produção hídrica neste período. A incorporação de FER evolui cerca de 43,3% em 2011 para 45,7% em 2012, no consumo final de energia eléctrica em Portugal Continental. (DGEG, 2012b).



\*Ano de 2012 provisório

Fig. 1 – Evolução da energia produzida a partir de FER (DGEG, 2012b).

No final de 2012, as licenças aprovadas para instalações electroprodutoras a partir de FER atingiram um total de, aproximadamente, 12901 MW. Este valor corresponde a um acréscimo de 19% de potência actualmente instalada. A Tecnologia fotovoltaica foi a que obteve maior crescimento no licenciamento nos últimos doze meses, passando de 140 MW para 227 MW, não incluindo a microgeração (DGEG, 2012b). Entre 2010 e Maio de 2012, a energia eólica sofreu um incremento de apenas 19 MW na potência licenciada, passando de 4543 MW para 4562 MW (DGEG, 2012a). Apesar

do fraco crescimento eólico nos últimos 2 anos, esta tecnologia gozou de um salto acentuado na sua potência licenciada no território português, passando de 2221 MW em 2004, para 4543 MW em 2010, resultando numa média anual de aproximadamente 390MW de potência licenciada. A potência eólica instalada sofreu um crescimento muito rápido a partir de 2004 até 2012, passando de 553 MW para 4464 MW, como se pode verificar na Fig. 2 (LNEG, 2012).

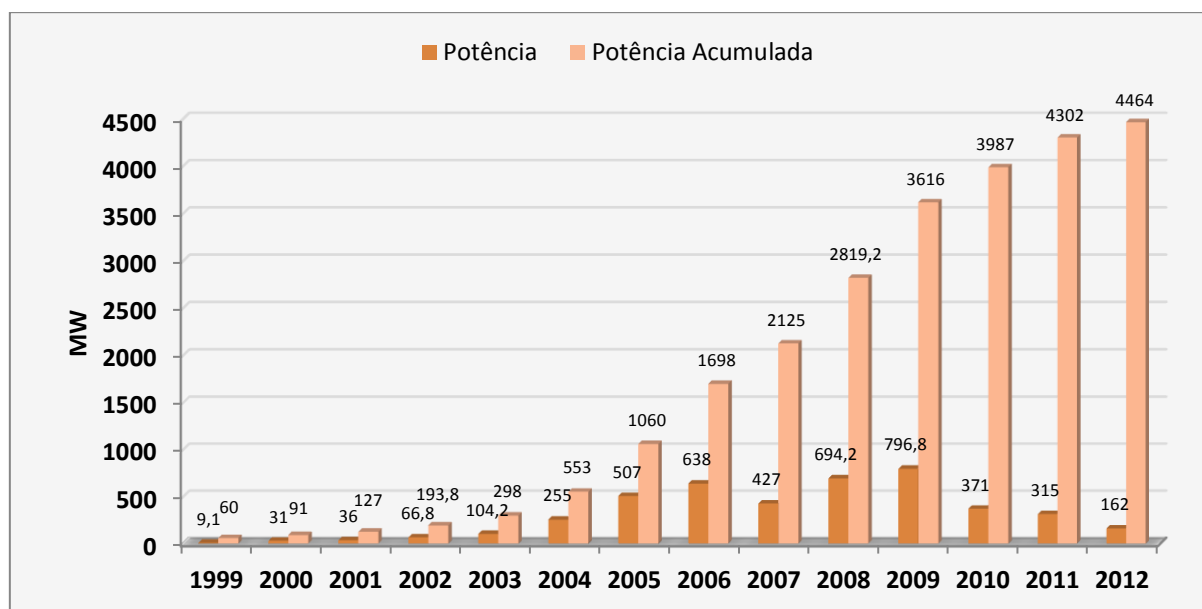


Fig. 2 – Evolução da potência eólica instalada em Portugal Continental (LNEG, 2012).

Quanto à tecnologia solar fotovoltaica, nos países membros da *IEA PVPS*<sup>1</sup>, cerca de 14,2 GW de potência fotovoltaica foram instaladas em 2010, duplicando o total instalado no ano anterior. Este valor leva a potência fotovoltaica instalada para aproximadamente 35 GW em todos os países membros. Os países que mais contribuíram para este crescimento em 2010 foram a Alemanha e Itália com cerca de 69% de contribuição. Se incluir neste pequeno grupo os E.U.A., o Japão e a França então a contribuição destes 5 países passam a ser mais de 87% para as instalações fotovoltaicas instaladas em 2010. (IEA PVPS, 2011)

Em Portugal a potência fotovoltaica atingiu, no final de 2012, os 225,4 MW de potência de pico instalada, onde 99,8 MWp é oriunda da microprodução (DGEG, 2012b). Em Março de 2007 em Brinches, concelho de Serpa, entrou em funcionamento uma central fotovoltaica de grandes dimensões com 11 MWp, distribuídos por 5200 módulos fotovoltaicos, instalados sobre sistemas de seguimento solar de um eixo, dispostos ao longo de uma área de 60 ha, Fig. 3 – a). No final de 2008 inaugurou outra central fotovoltaica de grandes dimensões em Amareleja, concelho de Moura, com potência de 46 MWp distribuídos por 260000 módulos de silício policristalino, ocupando uma área de 250 ha, Fig. 3 b). Estes painéis estão equipados com 2500 seguidores solares, os quais permitem orientar os

<sup>1</sup> International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems

módulos perpendicularmente ao sol, desde a alvorada até o poente, optimizando assim o aproveitamento da radiação solar disponível.



a) Central de Serpa



b) Central de Moura

Fig. 3 – Grandes Centrais Fotovoltaicas em Portugal.

A energia da biomassa, biogás e resíduos sólidos urbanos também cresceram nos últimos anos, como se pode verificar na Tabela 1, influenciando assim a potência total de FER instalada em Portugal Continental, totalizando no final de 2012 cerca de 367 MW de potência instalada de centrais de Biomassa com cogeração e 105 MW sem cogeração, 88MW de RSU e 61,1 MW de potência instalada de biogás.

Tabela 1 – Histórico da potência instalada em FER (MW) para Portugal Continental (DGEG, 2012b).

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Grande Hídrica (>30MW)	4043	4234	4234	4234	4234	4234	4234	4650	4916
PCH Total	518	518	550	553	558	587	603	611	624
Eólica	537	1047	1681	2446	3037	3519	3863	4301	4350
<i>offshore</i>								2,0	2,0
microprodução							0,6	0,6	0,6
Biomassa + RSU	457	457	469	469	469	548	554	560	560
Biogás	7,0	8,2	8,2	12,4	12,4	20,0	28,0	43,3	61,1
Fotovoltaica	2,7	2,9	3,4	14,5	58,5	104,1	122,9	157,7	225,5
microprodução								60,4	99,8
Ondas									0,3
Total	5564	6267	6945	7729	8369	9011	9405	10322	10836

Destaca-se também a operacionalização da zona-piloto para as energias marinhas em Portugal, com uma área de 320 km<sup>2</sup>, numa profundidade entre 30 a 90 m, com 80 MW de infra-estruturas garantidas pela EDP Distribuição e 250 MW garantidas pela REN. A zona piloto foi criada para testar as tecnologias de aproveitamento das energias das ondas, com o objectivo de promover a instalação em Portugal dessa fonte renovável ainda em fase inicial de desenvolvimento, conseguindo assim agilizar os procedimentos de licenciamento. Também tem como objectivo incitar o desenvolvimento tecnológico e a instalação de equipamentos de aproveitamento de energia das ondas nos regimes de demonstração de conceito, pré-comercial e comercial. A zona piloto contribui para o compromisso de

Portugal na dinamização da tecnologia de energias marítimas, podendo atrair para o país empresas promotoras de tecnologia. Promove também a criação de um cluster industrial ligado às actividades do mar (Melo, 2008).

Portugal é já um país com uma grande penetração renovável, contribuindo assim para um desenvolvimento sustentável e o cumprimento das directrizes europeias de política energética e ambiental. O progresso das energias renováveis em Portugal contribui na redução do consumo de combustíveis fósseis, diminuindo as emissões de CO<sub>2</sub> e todos os outros impactos da produção de energia, impulsionando uma enorme adequação ambiental de todo o sector energético. Com este progresso é obtida uma maior segurança no aprovisionamento energético, reduzindo a dependência energética do nosso país. Actua-se sobretudo na redução da exposição face ao preço dos combustíveis fósseis sistematicamente importados do exterior. Através deste vasto mix energético presente em Portugal, a concorrência é estimulada, minimizando os custos para os consumidores e promovendo a eficiência energética de produção entre os vários agentes do mercado.

## **2.2 Política energética nacional**

Portugal não dispõe de recursos ou reservas fósseis conhecidas, sendo por isso essencial recorrer às FER de modo a reforçar os níveis de segurança de abastecimento. A utilização de energias renováveis promove a diversificação do mix energético e colabora no crescimento da sustentabilidade associada à produção, transporte e consumo de energia.

As FER assumem um lugar de destaque na política energética nacional devido à sua disponibilidade face a outras fontes de energia e pelo seu carácter endógeno e disperso. É reconhecida por todos os agentes do sector energético a existência de um grande potencial para o seu desenvolvimento no nosso país, ao terem um peso significativo em vários sectores de actividade tais como a indústria, transportes, doméstico e eléctrico. Actualmente em Portugal as FER têm prioridade no regime de acesso à rede eléctrica, tanto a nível de planeamento e desenvolvimento da rede, como ao nível da gestão através de despachos. De modo a impulsionar os investimentos no sector renovável, foi criado um conjunto de apoios de natureza financeira e fiscal ao investimento nestas tecnologias, com a criação de tarifas diferenciadas para a energia eléctrica produzida por essas fontes, conhecidas por *Feed-in tariff* (FIT), em função da maturidade da tecnologia.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril (RCM 29/2010, 2010), aprovou a última Estratégia Nacional para a Energia, (ENE 2020), a qual incorpora os objectivos da política energética, projectando-os para o horizonte de 2020 e que tem como ambição manter Portugal na liderança da resolução energética, conferindo assim às energias renováveis um papel fundamental na estratégia energética nacional e nos objectivos do sector eléctrico, com um grande impacto na economia portuguesa.

A ENE 2020 tinha como principais objectivos:

- Assumir o cumprimento dos compromissos nacionais no contexto das políticas europeias de energia e de combate às alterações climáticas, de modo a garantir que em 2020 as FER tenham um peso de 31% no consumo final bruto de energia, com 60% na electricidade produzida e 10% no consumo de energia no sector dos transportes rodoviários;
- Reduzir, para cerca de 74% em 2020, a dependência energética de combustíveis fósseis face ao exterior, com a substituição desta fonte por recursos energéticos endógenos;
- Solidificar o cluster industrial associado à energia eólica e conceber novos clusters associados às novas tecnologias renováveis de forma a assegurar a criação de 100 mil novos postos de trabalho, a acrescentar aos já existentes 35 mil postos afectos à produção de energia eléctrica a partir de FER.
- Criar condições para o cumprimento dos compromissos assumidos pelo país em matéria de redução de emissões de gases com efeito de estufa, promovendo o desenvolvimento sustentável através da eficiência energética e uma maior penetração renovável.

O desenvolvimento da produção nacional renovável deve-se principalmente ao aumento da capacidade hídrica e eólica instalada, visto estes dois sectores se complementarem devido às características de variabilidade da produção eólica e à capacidade de armazenamento das centrais hídricas (bombagem e re-turbinagem) aliada à sua capacidade de oferecer reserva de potência. É dada especial atenção ao desenvolvimento das tecnologias solares, tanto nas aplicações de grande escala até aos sistemas de mini e microprodução, passando por sistemas AQS (Águas Quentes Sanitárias).

Em Junho de 2010 foi publicado o Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER, 2010), o qual fixa os objectivos nacionais de cada Estado-Membro da União Europeia relativos à quota de energia proveniente de FER nos sectores de transportes, electricidade e aquecimento/arrefecimento em 2020. Os objectivos de Portugal passam por atingir uma quota de 30,6% de energias renováveis no sector de aquecimento e arrefecimento, de 10% no sector dos transportes e de 60% na electricidade. Como é necessário contabilizar no consumo final bruto de energia a produção em bombagem, a quota de electricidade no PNAER corresponderá a 55,3% de energias renováveis.

O PNAER inclui os caminhos a seguir para a penetração renovável, determinando as medidas e acções detalhadas previstas em cada um desses sectores. São identificadas e descritas as medidas sectoriais adequadas para alcançar os objectivos globais nacionais, tendo em conta os efeitos de outras políticas relacionadas com a eficiência energética no consumo final de energia, e ainda, as medidas tomadas para o cumprimento dos requisitos estabelecidos nos artigos 12.º a 17.º da Directiva 2009/28/CE (PNAER, 2010).

Actualmente o PNAER encontra-se em revisão. O Governo decidiu rever os planos energéticos nacionais, numa perspectiva de garantir a eficiência técnico-económica do sector no horizonte 2020.



Esta revisão tem o objectivo de caracterizar as curvas de adopção e maturidade tecnológica de cada FER nas próximas décadas. Tornou-se importante efectuar uma revisão num panorama de escalabilidade, eficiência e atractividade económica de cada uma das FER. Nesta revisão será necessário rectificar o peso no mix energético nacional a alcançar em 2020, passando também pela estimação das fases de adopção, promoção e entrada em sistema de cada tecnologia de FER (DGEG, 2012c).

### 2.2.1 Sistema eléctrico nacional (SEN)

O sector eléctrico nacional sofreu a sua primeira grande reestruturação em 1995 com o estabelecimento por lei da coexistência de um sistema eléctrico de serviço publico e de um sistema eléctrico independente, organizado com princípios orientados para uma lógica de mercado. Em 2005 foi aprovada, pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, a estratégia nacional para a energia, onde foi estabelecida a consolidação da liberalização iniciada em 1995, através da promoção da concorrência nos mercados energéticos. No Decreto-Lei n.º 29/2006 e posteriormente nos DL 172/2006 e DL 264/2007, foram estabelecidas novas bases de organização e funcionamento do SEN, bem como as regras gerais do exercício das actividades de produção, transporte, distribuição, comercialização e organização dos mercados de electricidade. Cumpru-se assim a transposição para a legislação portuguesa, dos princípios que tinham como finalidade a criação de um mercado livre e concorrencial de energia da Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho.

É estabelecido um sistema eléctrico nacional integrado, onde, mediante atribuição de licença, as actividades de produção e comercialização são praticadas em regime de livre concorrência, e as actividades de transporte e distribuição são praticadas mediante a atribuição de concessões de serviço público. A Fig. 4 mostra de forma esquemática e simplificada a organização geral do SEN estabelecida no DL 29/2006.

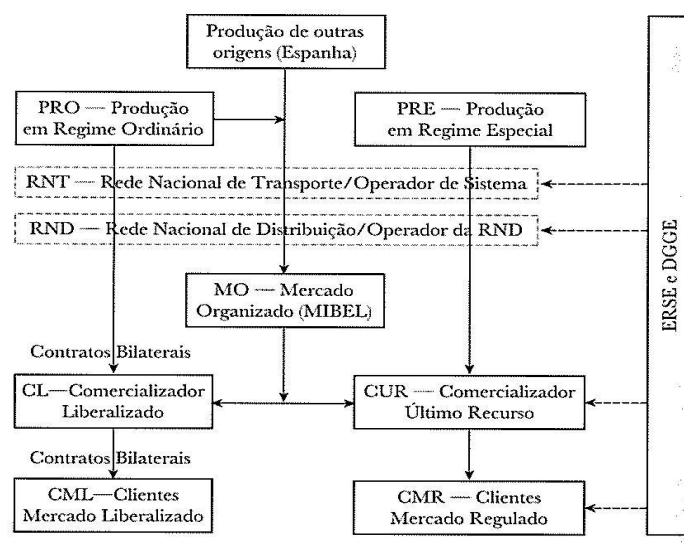


Fig. 4 – Esquema simplificado de organização do SEN (Castro, 2011).

### 2.2.2 Remuneração bonificada (*Feed-in tariff* – FIT)

A remuneração bonificada, conhecida por *feed-in tariff* (FIT), é uma política governamental de incentivo aos produtores que alimentam (*feed*) a rede eléctrica nacional com investimento em novas tecnologias, grande parte de produção renovável. A remuneração é (normalmente) dependente do grau de maturidade da tecnologia e dá aos investidores uma certa garantia de retorno do seu investimento. Até à data, a FIT foi adoptada por mais de 75 jurisdições em todo o mundo, com muitos desses governos a experimentarem uma imensa variedade de opções de programas.

A remuneração bonificada em Portugal surgiu no ano de 1988, pelo Decreto-Lei n.º 189/88, o qual estabeleceu as regras aplicáveis à produção de energia eléctrica a partir de recursos renováveis e à produção combinada de calor e electricidade, designados por PRE<sup>1</sup> (DL 189/88, 1988). Em 1995 surgiu o Decreto-Lei n.º 313/95, o qual actualizou as regras de remuneração da legislação anterior, ao suprimir os limites de potência instalada estabelecidos, com a excepção da produção hidroeléctrica, a qual continuaria limitada a 10 MVA de potência aparente instalada (DL 313/95, 1995). Nesta dissertação, apenas é levado em consideração o cálculo da remuneração bonificada dada pelos Decretos-Lei n.º 168/99, n.º 339-C/2001, n.º 33-A/2005 e n.º 225/2007, isto porque todos os produtores ao abrigo dos Decretos-Lei n.º 189/88 e 313/95 foram abrangidos automaticamente pelo Decreto-Lei n.º 168/99, a partir de 1 de Março de 1999, fazendo assim com que a fórmula de cálculo da remuneração fosse passível de alteração a partir desta data (DL 168/99, 1999).

O tarifário de venda de energia eléctrica produzida pelas centrais ao abrigo dos decretos-lei citados, estabelece os princípios ambientais proporcionados por estas instalações. Nos diplomas mais recentes, o cálculo tem em conta o custo evitado em novas centrais convencionais, incluindo os seus custos de operação e manutenção e custos em emissão de dióxido de carbono. Também têm peso no cálculo da remuneração as perdas na rede de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável, além das características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada.

Habitualmente, no surgimento de um novo Decreto-Lei que atribua maior tarifa bonificada à central renovável, as regras de cálculo da remuneração são actualizadas para esta legislação. Na presente dissertação, é dada especial atenção a esta actualização, possibilitando a visualização dos principais impactos económicos derivados de alterações no cálculo remuneratório das centrais eólicas *onshore* e fotovoltaicas.

---

<sup>1</sup> Produção em Regime Especial (PRE) é a produção de energia eléctrica em centrais hidroeléctricas com potência instalada até 10MVA, centrais com outras fontes renováveis e centrais de cogeração.

## Decreto-Lei n.º 168/99

Os objectivos do Decreto-Lei n.º 168/99 (DL 168/99, 1999) passavam pela criação de um mercado interno liberalizado de electricidade que impusesse a modernização do sector energético em todas as suas vertentes. A preocupação com a defesa ambiental a nível mundial foi também considerada, onde, em Portugal, expressaria pelo cumprimento dos compromissos estabelecidos na Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas e pelo Protocolo de Quioto.

Este diploma introduziu grandes alterações no sistema de remuneração da energia fornecida pelos produtores em regime especial, que utilizam recursos renováveis (PRE-R). A fórmula de cálculo da remuneração (mensal) é baseada num somatório de parcelas que suplementam, entre outros, os custos evitados pelo Sistema Eléctrico Público na construção de uma central térmica, custos de operação e manutenção, também os custos evitados na compra de matéria-prima e combustíveis fósseis, sendo atribuído um prémio aos benefícios ambientais pela utilização de recursos endógenos face aos fósseis. Assim sendo, as centrais renováveis licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, são remuneradas pelo fornecimento da energia entregue à rede, através da equação (2.1) (DL 168/99, 1999).

$$VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m] \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{(1 - LEV)} \quad (2.1)$$

Na fórmula anterior:

- a)  $VRD_m$ : remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;
- b)  $KMHO_m$ : coeficiente facultativo, que modula os valores de  $PF(VRD)_m$  e de  $PV(VRD)_m$  em função do posto horário em que a energia tenha sido fornecida;
- c)  $PF(VRD)_m$ : parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;
- d)  $PV(VRD)_m$ : parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;
- e)  $PA(VRD)_m$ : parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;
- f)  $IPC_{m-1}$ : índice de preço no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês  $m-1$ ;
- g)  $IPC_{ref}$ : índice de preço no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro de 1998;
- h)  $LEV$ : representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

A determinação destes parâmetros é posteriormente efectuada na presente dissertação, para facilitar a comparação com outros diplomas. No Decreto-Lei n.º 168/99, o montante de remuneração definido por  $VRD$  é aplicável durante os primeiros 144 meses (12 anos) de produção da central renovável.

### **Decreto-Lei n.º 339-C/2001**

A legislação de 29 de Dezembro de 2001 (DL 339-C/2001, 2001), veio sustentar a preocupação face a um melhor aproveitamento dos recursos endógenos nacionais, num prisma de continuidade dos objectivos da política energética do Governo, ao reduzir a dependência energética externa e emissões poluentes que assumem uma importância relevante para as alterações climáticas. É reconhecida a necessidade de valorização local da disponibilidade dos recursos endógenos, de forma a proteger os interesses mais benéficos do ordenamento e gestão do território, com destaque para as zonas de interesse ambiental sensíveis.

Este diploma introduz pela primeira vez uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração, conferindo destaque à energia solar fotovoltaica e energia das ondas, que, embora na época estivessem num estado embrionário, acreditava-se mesmo assim que teriam um elevado potencial a médio prazo, sendo-lhes proporcionadas condições indispensáveis para a concretização de projectos. Foi também implementado o pagamento de uma renda aos municípios de 2.5 % da remuneração atribuída à produção mensal das centrais eólicas, como objectivo de retractor uma repartição dos benefícios globais que lhes são intrínsecas a nível nacional e local (DL 339-C/2001, 2001).

A fórmula de remuneração (mensal) para as centrais renováveis licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro, é semelhante à fórmula do Decreto-Lei n.º 168/99, diferindo apenas na adição de um coeficiente Z, que traduz as características do recurso e da tecnologia da central renovável. Assim, são remuneradas pelo fornecimento da energia entregue à rede, através da fórmula (DL 339-C/2001, 2001):

$$VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \times Z] \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{(1 - LEV)} \quad (2.2)$$

Neste diploma não é definido um período limite para a central receber remuneração num regime bonificado. Assim, nesta dissertação, é admitido um limite de 144 meses (12 anos), acreditando-se que no acto de assinatura do contrato de exploração foi definido o limite imposto pela legislação anterior. A partir deste período a central é remunerada num regime de mercado.

### **Decreto-Lei n.º 33-A/2005**

Devido à aprovação do protocolo de Quioto, Portugal assumiu o compromisso de limitar o aumento das emissões de gases com efeito de estufa a 27 % relativamente aos valores de 1990. Pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, a política energética nacional passou a ter um claro calendário para satisfazer os compromissos assumidos em matéria ambiental, estabelecendo objectivos nacionais para cada tipo de energia renovável. Também foi aprovado pelo XVI Governo Constitucional o

Programa de Actuação para Reduzir a Dependência de Portugal face ao Petróleo, onde se prevê um conjunto de medidas destinadas ao aumento significativo da produção de electricidade através das FER. Neste âmbito, o Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, veio alterar os parâmetros de cálculo da remuneração (mensal), sem alterar a fórmula imposta por anteriores diplomas (DL 33-A/2005, 2005).

Esta legislação definiu também um prazo limite para a remuneração de energia proveniente de FER, com o objectivo da manutenção do pagamento de um prémio, apenas durante um período limitado à amortização dos investimentos, assim como a promoção de projectos de menor escala e mais modernos. O limite máximo de remuneração bonificada para centrais eólicas é 15 anos, ou até serem atingidos os primeiros 33 GWh entregues à rede, por megawatt de potência instalada. Para centrais de energia solar fotovoltaica, este limite máximo é também 15 anos, ou até aos primeiros 21 GWh entregues à rede, por megawatt de potência instalada (DL 33-A/2005, 2005). São também impostos limites para outras tecnologias, mas sem aplicação directa na presente dissertação.

### **Decreto-Lei n.º 225/2007**

Este diploma (DL 225/2007, 2007) tem como principal objectivo a implementação de um conjunto de medidas previstas na estratégia nacional para a energia, onde permite a agilização dos mecanismos de licenciamento ao eliminar obstáculos burocráticos desnecessários, facilitando assim o aumento da capacidade instalada para as FER. Permite também o aumento de potência instalada até 20 % nas centrais eólicas já licenciadas ou em licenciamento, podendo assim haver um sobreequipamento, aumentando a potência declarada (factor não incluído nesta dissertação).

Apesar da legislação de 31 de Maio de 2007 não alterar a fórmula remuneratória (DL 225/2007, 2007), esta atribui valores específicos ao coeficiente Z para tecnologias de valorização de biomassa florestal e animal, digestão anaeróbia de resíduos sólidos urbanos (RSU), lamas das estações de tratamento das águas residuais (ETAR), biogás de aterros, microgeração fotovoltaica em edifícios e centrais termoeléctricas de energia solar. Não são alterados os valores do coeficiente Z para centrais eólicas e fotovoltaicas e mantém-se o prazo limite de remuneração no regime bonificado da legislação anterior.

Em 2011 surge a Portaria n.º 286/2011 (Portaria 286/2011, 2011), que atribui um coeficiente Z específico para o cálculo da remuneração de centrais eólicas *offshore* flutuantes experimentais, com potência de ligação de 2MW e até ao limite dos primeiros 6 GWh entregues à rede. Esta portaria tem como principal objectivo definir a tarifa de remuneração destas centrais experimentais que darão esclarecimento da viabilidade de demonstração desta tecnologia que utiliza plataformas flutuantes similares à tecnologia *Windfloat*. O coeficiente Z atribuído tem o valor de 16,7, o que equivale a uma tarifa de 164 €/MWh, valor a preços correntes no primeiro mês de produção da central.

### Fórmula remuneratória

A fórmula de remuneração (mensal) partilhada pelos decretos-lei referidos anteriormente tem a estrutura:

$$VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \times Z] \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{(1 - LEV)} \quad (2.3)$$

É possível identificar 5 parcelas diferentes na fórmula:

- Modulação tarifária –  $KMHO_m$ ;
- Parcela fixa –  $PF(VRD)_m$ ;
- Parcela variável –  $PV(VRD)_m$ ;
- Parcela ambiental –  $PA(VRD)_m$ ;
- Parâmetros de actualização e perdas evitadas.

#### Modulação tarifária:

O factor  $KMHO_m$  é um coeficiente que modula a parcela fixa, variável e ambiental em função do posto horário em que a electricidade foi fornecida. No acto de licenciamento, as centrais renováveis deverão decidir se optam ou não pela modulação tarifária. Para centrais que não optem por esta modulação, opção tomada em todos os casos estudados nesta dissertação, o coeficiente  $KMHO_m$  toma o valor 1. Caso contrário, este coeficiente toma o seguinte valor:

$$KMHO = \frac{KMHO_{pc} \times ECR_{pc,m} + KMHO_v \times ECR_{v,m}}{ECR_m} \quad (2.4)$$

- a)  $KMHO_{pc}$ : factor representativo da modulação tarifária em horas cheias e de ponta, toma o valor de 1,25 para centrais renováveis, excepto hídricas.
- b)  $ECR_{pc,m}$ : electricidade produzida [kWh] pela central nas horas cheias e de ponta no mês  $m$ .
- c)  $KMHO_v$ : factor representativo da modulação tarifária em horas de vazio, toma o valor de 0,65 para centrais renováveis excepto hídricas.
- d)  $ECR_{v,m}$ : electricidade produzida [kWh] pela central renovável nas horas de vazio no mês  $m$ .
- e)  $ECR_m$ : electricidade produzida [kWh] pela central renovável no mês  $m$ .

A modulação tarifária não sofre alteração na fórmula de cálculo nem nos seus valores fixos para centrais eólicas e fotovoltaicas nas diferentes legislações referidas anteriormente.

**Parcela fixa:**

A parcela fixa ( $PF(VRD)_m$ ) da remuneração aplicável às centrais renováveis:

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \times COEF_{pot,m} \times POT_{med,m} \quad (2.5)$$

- a)  $PF(U)_{ref}$  : valor unitário de referência que corresponde à mensualização do custo unitário de investimento em novos meios de produção, cuja construção é evitada pela central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria fornecido por esses novos meios de produção. Este parâmetro toma o valor mensal de 1090 PTE/kW (5,44 €/kW).
- b)  $COEF_{pot,m}$ : coeficiente adimensional que exprime a contribuição na garantia de potência proporcionada à rede pública pela central renovável no mês  $m$ ;
- c)  $POT_{med,m}$ : potência média [kW] disponibilizada à rede pública pela central no mês  $m$ .

O valor de  $COEF_{pot,m}$  da equação (2.5) é calculado através da fórmula:

$$COEF_{pot,m} = \frac{NHP_{ref,m}}{NHO_{ref,m}} = \frac{ECR_m / POT_{dec}}{0,80 \times 24 \times NDM_m} = \frac{ECR_m}{576 \times POT_{dec}} \quad (2.6)$$

- a)  $NHP_{ref,m}$ : número de horas que a central renovável funcionou à potência de referência no mês  $m$ , o qual é avaliado pelo quociente  $ECR_m / POT_{dec}$ ;
- b)  $NHO_{ref,m}$ : número de horas, no mês  $m$ , que servem de referência para o cálculo de  $COEF_{pot,m}$ , o qual é calculado pela expressão  $0.80 \times 24 \times NDM_m$ ;
- c)  $POT_{dec}$ : potência da central [kW], declarada pelo produtor no acto de licenciamento;
- d)  $NDM_m$ : número de dias do mês  $m$ .

O valor de  $POT_{med,m}$  da equação (2.5) é calculado através da seguinte forma:

$$POT_{med,m} = \min \left( POT_{dec}; \frac{ECR_m}{24 \times NDM_m} \right) \quad (2.7)$$

sendo “min” a função “mínimo de”.

**Parcela variável:**

A parcela variável ( $PV(VRD)_m$ ) da remuneração no mês  $m$  é calculada da seguinte forma:

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} \times ECR_m \quad (2.8)$$

- a)  $PV(U)_{ref}$ : valor unitário de referência para a parcela variável que corresponde aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração de novos meios de produção, cuja construção é evitada pela central renovável. Este parâmetro toma o valor de 5,00 PTE/kWh (0,025€/kWh) para os Decretos-Lei n.º 168/99 e n.º 339-C/2001. Para os Decretos-Lei n.º 33-A/2005 e 225/2007 tem o valor de 0,036€/kWh.

**Parcela ambiental:**

A parcela ambiental ( $PA(VRD)_m$ ) da remuneração no mês  $m$  é calculada através da fórmula:

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times ECR_m \quad (2.9)$$

- a)  $ECE(U)_{ref}$ : valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono de novos meios de produção convencional cuja construção é evitada pela central renovável. Este parâmetro tem o valor de  $15 \times 10^{-3}$  PTE/g ( $7,5 \times 10^{-5}$  €/g) para os Decretos-Lei n.º 168/99 e n.º 339-C/2001 e de  $2,0 \times 10^{-5}$  €/g para os Decretos-Lei n.º 33-A/2005 e 225/2007;
- b)  $CCR_{ref}$ : montante unitário de emissões de dióxido de carbono da central de referência, o qual toma valor de 370g/kWh.

O parâmetro que exprime as características específicas da tecnologia e do recurso endógeno de cada central, coeficiente  $Z$ , é o que sofre maior alteração consoante os diplomas. Na Tabela 2, é possível comparar os distintos valores deste parâmetro. O Decreto-Lei n.º 339-C/2001 atribui diferentes valores ao parâmetro  $Z$  em função do número de horas de funcionamento das centrais eólicas, como se pode observar na Tabela 3.

Tabela 2 – Parâmetro  $Z$  da fórmula remuneratória.

Tecnologia	Decreto-Lei n.º			
	168/99	339-C/2001	33-A/2005	225/2007
Eólica	N/A	Vários	4,6	4,6
Eólica <i>Offshore</i> Flutuante	N/A	N/A	N/A	16,7
Fotovoltaica > 5kW	N/A	6,55	35	35
Fotovoltaica ≤ 5kW	N/A	12	52	52

Tabela 3 – Parâmetro  $Z$  da fórmula remuneratória.

Decreto-Lei n.º 339-C/2001.

Número de horas anuais em funcionamento	$Z$
[0 – 2000[	1,70
[2000 – 2200[	1,30
[2200 – 2400[	0,95
[2400 – 2600[	0,65
≥ 2600	0,40



**Parâmetros de actualização e perdas evitadas:**

A remuneração (mensal) é ajustada conforme a evolução da inflação através da actualização das parcelas anteriores por um quociente baseado no índice de preços no consumidor:

$$\frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \quad (2.10)$$

- a)  $IPC_{m-1}$ : índice de preços no consumidor, sem habitação, do mês anterior à remuneração ( $m-1$ );
- b)  $IPC_{ref}$ : índice de preços no consumidor, sem habitação, referente ao mês de Dezembro de 1998 para centrais ao abrigo do Decreto-Lei n.º 168/99 ou 339-C/2001. Para centrais ao abrigo do Decreto-Lei n.º 33-A/2005 ou 225/2007 este parâmetro é o índice de preços no consumidor, sem habitação, referente ao mês anterior do início de fornecimento de electricidade à rede pela central;

Os índices de preços no consumidor são facilmente obtidos no Instituto Nacional de Estatística (INE, 2012).

As perdas evitadas nas redes de transporte e distribuição pela central renovável são representadas por  $LEV$ . As parcelas anteriores são ajustadas pelo quociente:

$$\frac{1}{(1 - LEV)}$$

O parâmetro  $LEV$  toma o valor de 0,015 nas centrais com potência superior ou igual a 5MW e 0,035 nas centrais com potência inferior a 5MW, em todos os decretos-lei referidos.

### 2.3 Atlas eólico e fotovoltaico

A ferramenta de cálculo económico desenvolvida no âmbito desta dissertação, permite a caracterização espacial de parâmetros económicos relevantes (LCOE, VAL, TIR, DPB), baseada no atlas de potencial do recurso renovável em estudo. Estes mapas fornecem à ferramenta a informação espacial do número de horas anuais de funcionamento à potência nominal dos conversores de energias renováveis para cada ponto da malha numérica de estudo de Portugal Continental.

O atlas de potencial eólico de referência, fornecido pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), baseou-se num conjunto de simulações numéricas efectuadas ao campo de vento em Portugal Continental, recorrendo a um modelo de mesoscala para se obter uma representação estatística representativa da climatologia das grandezas meteorológicas e parâmetros relacionados com o potencial eólico. Os resultados deste estudo originaram um mapeamento das grandezas representativas do potencial eólico, os quais foram posteriormente verificados e comparados com os valores de vento provenientes de quatro estações anemométricas do LNEG (Costa, 2004).

A ferramenta desenvolvida tem na sua base de dados três turbinas eólicas distintas: *REpower 5M*, *Vestas V80* e *Vestas V164*, Fig. 5. Com base nos artigos (Costa *et al.*, 2006a), (Costa & Estanqueiro, 2006b) e (Costa & Estanqueiro, 2006c), foram obtidos os mapas de distribuição espacial do número de horas anuais de funcionamento à potência nominal (NEPS) destas três turbinas, Fig. 7, com dimensão de células a 500x500 metros. Estes atlas servirão de referência para o mapeamento económico efectuado pela ferramenta.

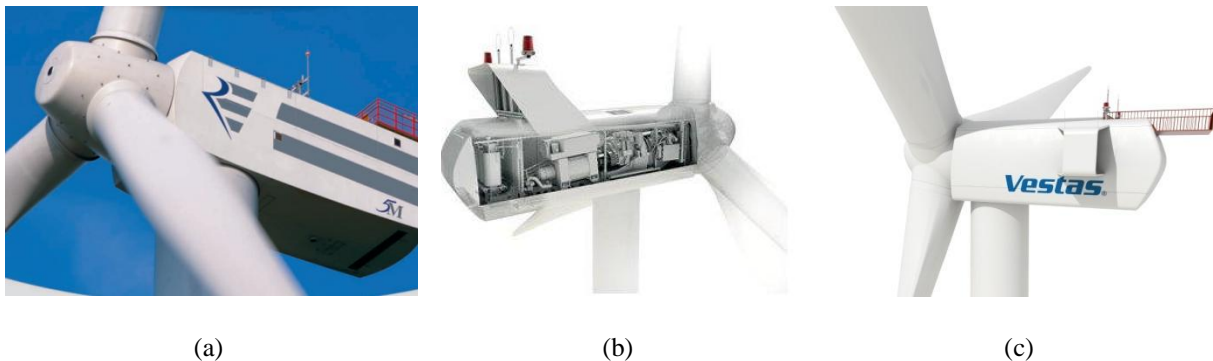


Fig. 5 – Turbinas Eólicas presentes na ferramenta desenvolvida: Repower 5M (a), Vestas V80 (b), Vestas V164 (c) (REpower Systems, 2012) e (Vestas, 2013).

A turbina *REpower 5M* tem 5 megawatts de potência nominal e um rotor com 126 metros de diâmetro. É uma turbina construída para as exigências *offshore*, com componentes especialmente desenhados para este propósito, podendo também ser instalada em centrais *onshore*. Esta turbina pode facilmente integrar em qualquer rede eléctrica como uma central de produção completa (REpower Systems, 2012).

A turbina *Vestas V80* tem 2 megawatts de potência nominal e 80 metros de diâmetro do rotor. Esta turbina é uma das mais instaladas em todo mundo, tendo sido desenvolvida para otimizar o seu desempenho e a energia produzida em qualquer local com bom potencial eólico (Vestas, 2013).

A turbina *Vestas V164* é de grande porte, com 7 megawatts de potência nominal e um rotor com 164 metros de diâmetro. É totalmente dedicada para ambiente *offshore* e especialmente planeada para suportar as condições extremas do mar do norte. Foi desenhada para proporcionar a mais alta captação de energia na mais alta fiabilidade num ambiente *offshore* agressivo (Vestas, 2013).

Na presente dissertação, as turbinas utilizadas na ferramenta desenvolvida, têm as suas principais características identificadas na Tabela 4 e as suas curvas de potência demonstradas na Fig. 6.

Tabela 4 – Turbinas eólicas utilizadas na ferramenta e as suas principais características.

Turbinas Eólicas	Potência Nominal [kW]	Diâmetro do Rotor [m]	Altura [m]
<i>REpower 5M</i>	5000	126	85 – 90
<i>Vestas V80</i>	2000	80	90
<i>Vestas V164</i>	7000	164	105

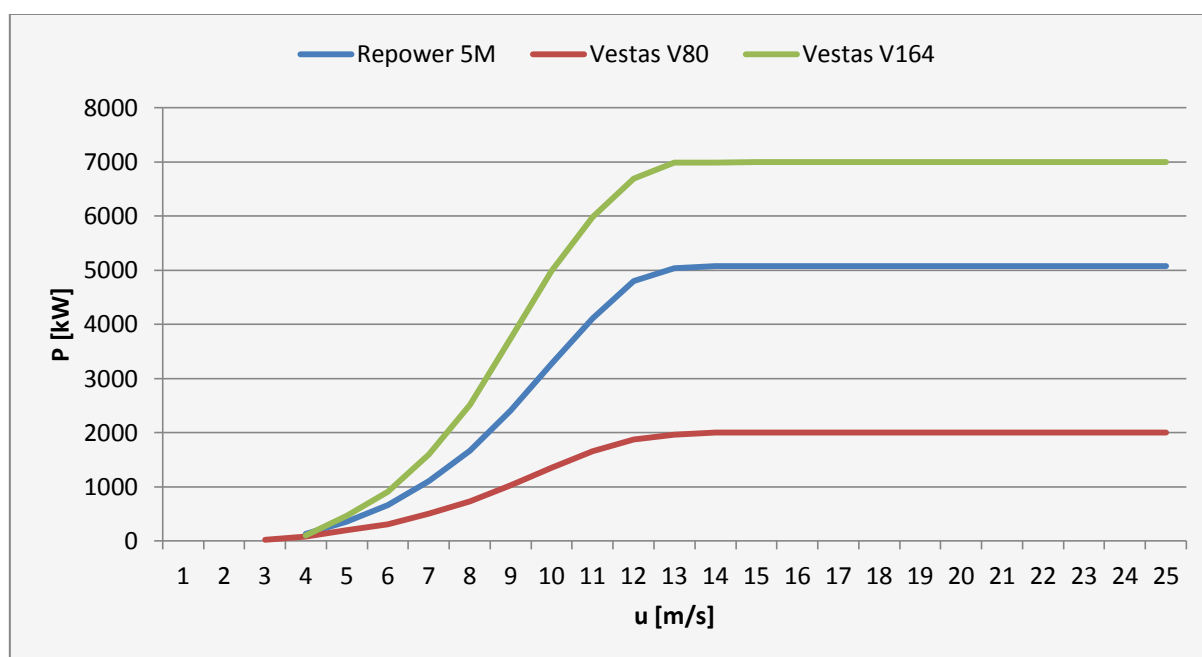


Fig. 6 – Curvas de potências das turbinas utilizadas na ferramenta desenvolvida.

**Distribuição espacial do número de horas anuais em funcionamento à potência nominal (NEPS) das três turbinas eólicas utilizadas pela ferramenta.**

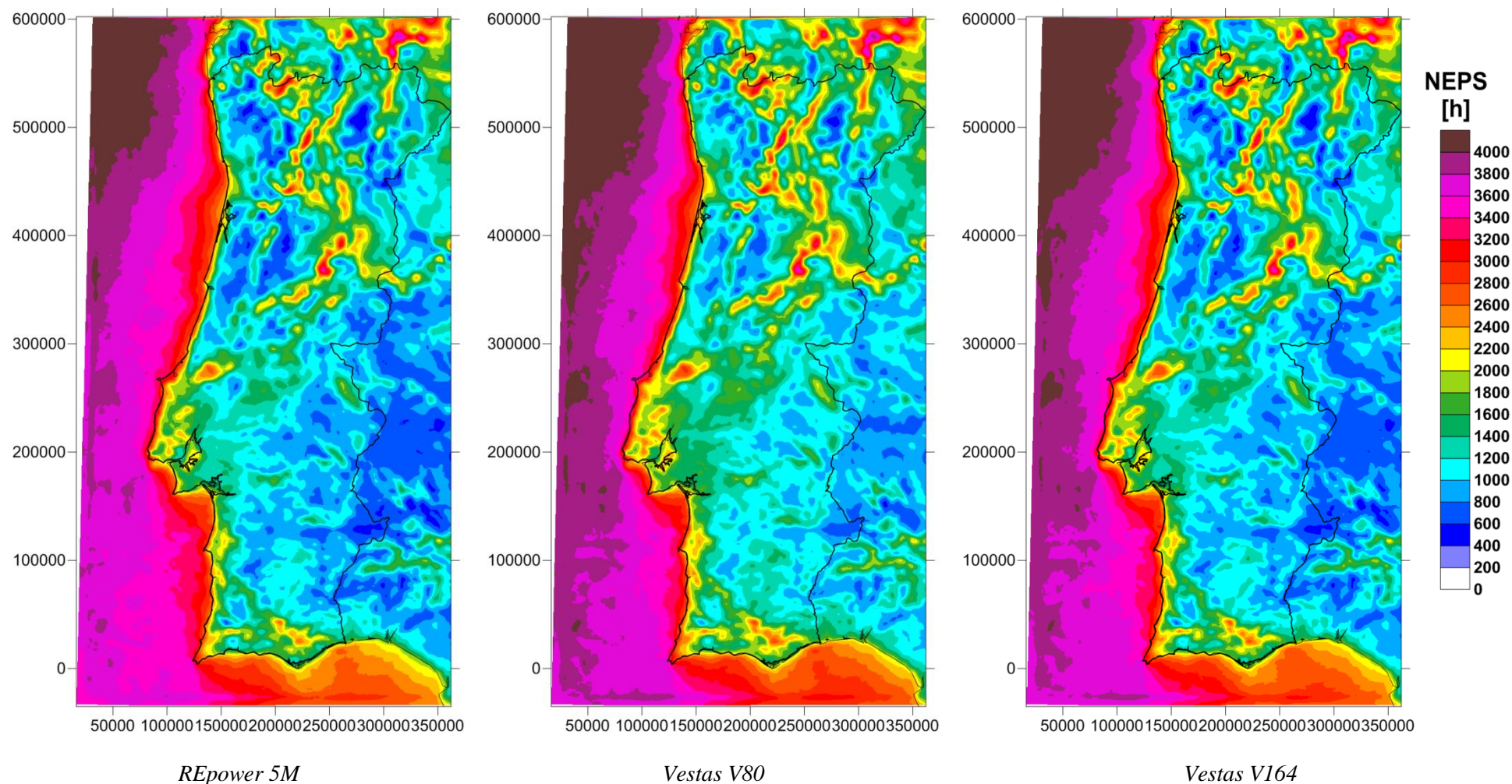


Fig. 7 – Distribuição espacial do número de horas anuais de funcionamento à potência nominal (NEPS) para as três turbinas eólicas utilizadas na ferramenta. Dimensão das células: 500 x 500 metros (LNEG, 2012).

No caso das aplicações fotovoltaicas, verificou-se a ausência de mapeamento de recurso baseado nas características de um conversor específico. Assim foi necessário recorrer ao portal *PVGIS* – *Photovoltaic Geographical Information System* (Šúri *et al.*, 2007), onde é possível obter o mapeamento da irradiação global média entre o período de 1981 – 1990. Juntamente com este mapa e na mesma escala de cores, é apresentado o potencial de energia solar [kWh/kWp] gerado por um sistema de 1 kWp por ano, com módulos fotovoltaicos montados numa inclinação óptima e assumindo uma taxa de desempenho do sistema de 0,75 (Šúri *et al.*, 2007). O potencial de energia solar [kWh/kWp] equivale, para sistemas fotovoltaicos, ao número de horas anuais em funcionamento à potência nominal (NEPS), valor que será utilizado na ferramenta desenvolvida.

O mapa de recurso solar obtido encontra-se em formato imagem, por isso, foi necessário convertê-lo para grelha através da manipulação de imagem no software *ArcGIS*<sup>TM</sup>. Como a imagem original contém o nome das cidades, foi necessário atribuir cores dos pixéis vizinhos para estes nomes. Deste modo, a grelha resultante não contém os nomes das cidades. Posteriormente, a imagem foi georreferenciada e atribuiu-se a cada cor de pixel um valor numérico, correspondente à barra de cores do potencial eléctrico solar do atlas de origem. Assim foi possível obter a grelha aproximada à imagem original, com células de dimensões de 500x500 metros, tal como se pode observar na Fig. 8.

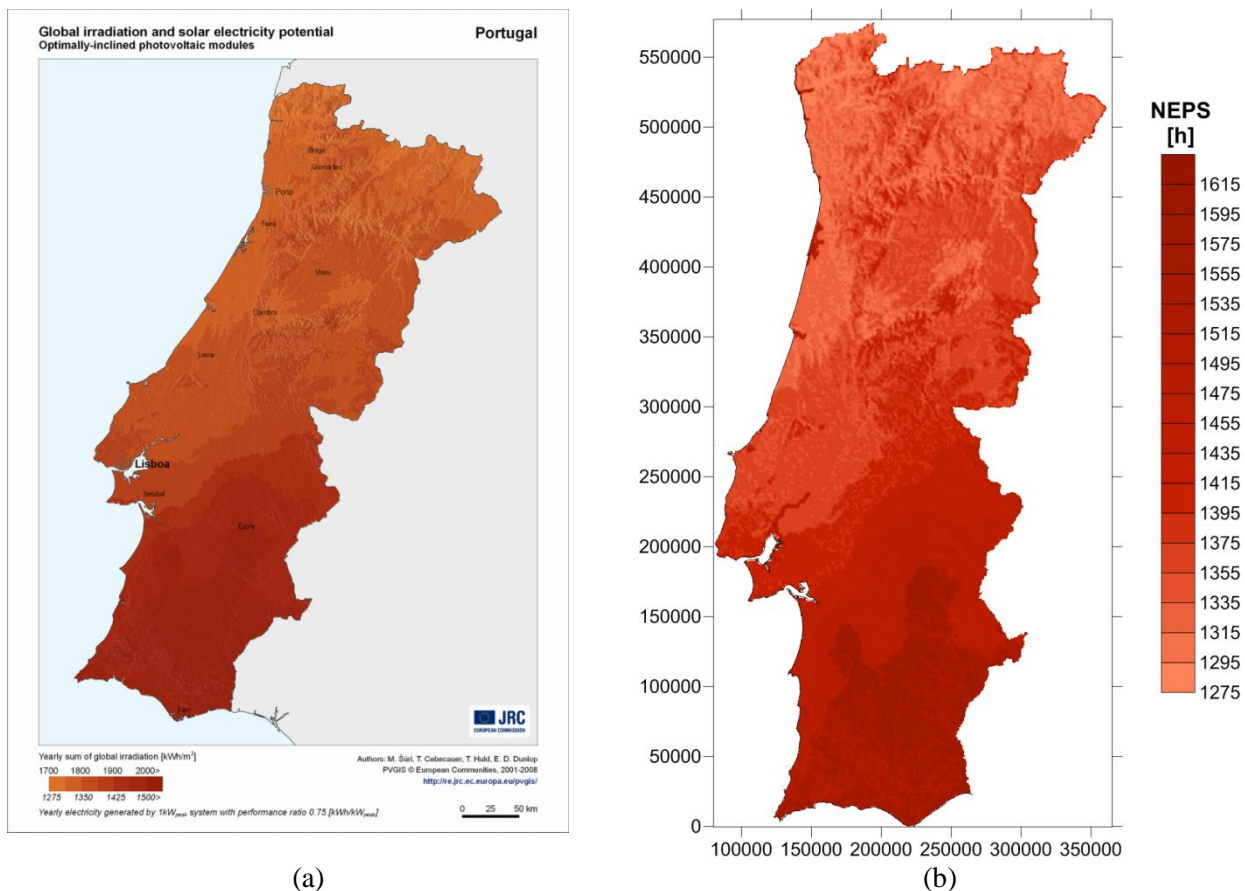


Fig. 8 – (a) Mapa original da irradiância global e potencial eléctrico solar num ângulo de inclinação óptimo (Šúri *et al.*, 2007). (b) Mapa de contorno da grelha resultante do potencial fotovoltaico [kWh/kWp] ou número de horas anuais de funcionamento à potência nominal (NEPS).



### 3. Modelos de custos e de avaliação económica de centrais eólicas e fotovoltaicas

A definição de “investimento” é qualquer ocasião onde recursos financeiros (capital) são colocados para fins produtivos (Short *et al.*, 1995). O capital é investido no desenvolvimento de um novo projecto, compra de empresa concorrente ou mesmo para construção de uma nova central produtora de energia eléctrica. O investimento é limitado aos casos onde os recursos financeiros são aplicados para adquirir ou construir bens de capital tangível (custos de capital). Projectos de conversão energética de fontes de energia renovável (FER) são normalmente investimentos intensivos de capital, onde a maior percentagem de custos do projecto está envolvida no investimento inicial, devido à compra e instalação dos equipamentos e construção das estruturas necessárias para o funcionamento correcto da central. Difere assim das centrais de energia convencionais, onde grande parte dos custos está envolvida na aquisição de combustíveis. Habitualmente os projectos de energias renováveis têm um diagrama de fluxo de caixa típico devido ao investimento de capital intensivo, Fig. 9, onde no ano *zero* existe uma grande despesa (investimento inicial), seguido por anos onde existem receitas (venda de energia) e despesas (custos financeiros e de operação e manutenção), seguindo este padrão com pequenas oscilações até ao fim do projecto. Cada caso é um caso, portanto, o fluxo de caixa (*cash-flow*) depende do tipo do projecto e do contrato a ele associado (Castro, 2011).

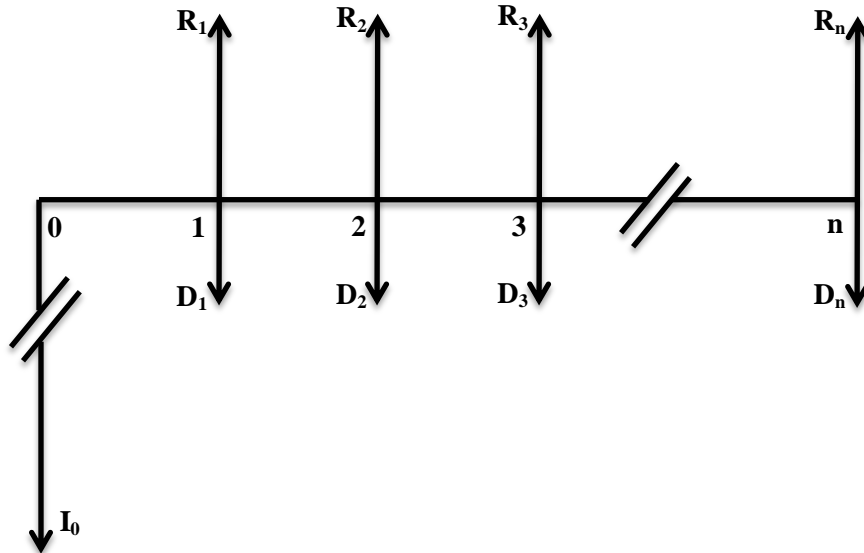


Fig. 9 – Fluxo de caixa (Cash-Flow) típico de um projecto em energias renováveis (Castro, 2011).

Mesmo com todos os benefícios ambientais e económicos, tal como a redução da exposição das economias à volatilidade dos preços do petróleo, também os projectos de aproveitamento energético de FER necessitam de avaliação do ponto de vista económico. Caso a energia produzida ostente custos elevados em relação à produção de energia por fontes convencionais, o uso da tecnologia renovável ficará desacreditado pelos consumidores finais e opinião pública. Neste sentido, e devido aos

benefícios associados ao uso das FER e dos seus altos custos, é justificável a necessidade de incentivos económicos para a sua promoção (Castro, 2011).

Os projectos de conversão energética de FER podem ter diferentes dimensões, diversas tecnologias e fontes, e estender-se por horizontes temporais distintos. A estes projectos, estão inerentes recursos humanos, tecnológicos e financeiros, que necessitam de conciliação para criar o produto esperado. Os projectos de energias renováveis têm as características típicas de todos os projectos de conversão de energia (Cleland, 1991):

- O projecto tem um tempo de vida definido, com início e fim, não sendo assim permanente.
- Existem limitações nos recursos financeiros e humanos disponíveis, normalmente pré-determinados no início do projecto.
- O projecto requer uma organização específica que reúna todas as partes envolvidas em conjunto, independentemente de outras ligações organizacionais ou das fronteiras relacionais entre as partes envolvidas, Fig. 10.

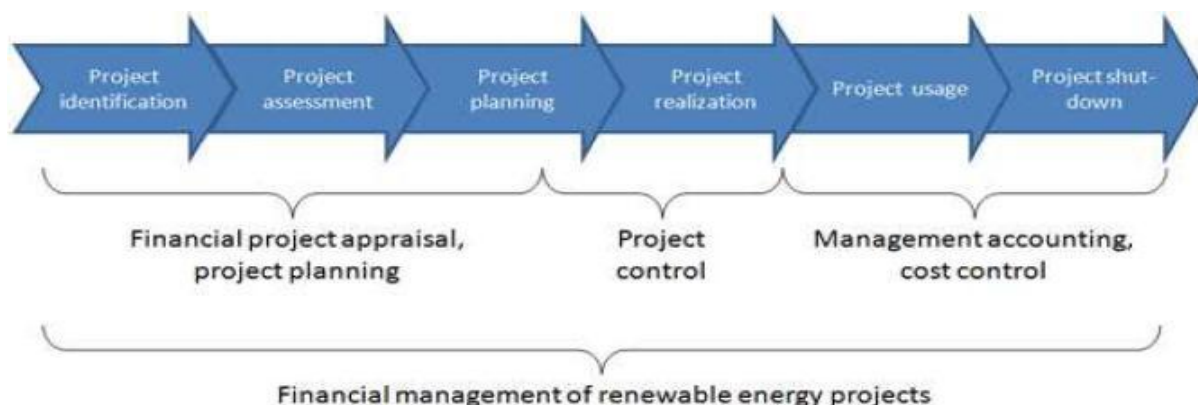


Fig. 10 – Gestão financeira de projectos de energias renováveis (Short *et al.*, 1995).

Na presença de diferentes soluções técnicas ou diversas oportunidades de investimento, os projectos são avaliados com o objectivo de encontrar a solução com melhores parâmetros económicos. Assim, a avaliação indica ao investidor e/ou gestor a atractividade do projecto/investimento. Esta atractividade será notada por parte do investidor quando os resultados da análise forem bons do ponto de vista económico-financeiro. Por esta razão, as decisões de investimento são precedidas por longas e extensas análises de atractividade do seu potencial, chamadas “Avaliação Económica de Investimento”.

### 3.1 Valor temporal do dinheiro e taxa de actualização

Sabe-se que um determinado montante de dinheiro recebido hoje vale mais do que a mesma quantidade recebida no futuro, isto porque o montante hoje pode ser investido durante um determinado prazo, por exemplo, o tempo de vida de um projecto, recebendo assim ganhos devido aos efeitos do juro. Decorrido este prazo, o valor total real acumulado poderá ser muito superior à quantia inicial. O

montante investido a prazo dará um rendimento real que é avaliado pela quantidade de bens-padrão que este rendimento permitiria adquirir em cada ano. Da mesma forma, o montante recebido no futuro tem menor valor que o mesmo montante recebido no presente, porque perdeu a oportunidade de ganhar juros. Nota-se que o raciocínio anterior é feito para preços constantes, não sofrendo por isso efeitos de inflação. A moeda inflacionada perde poder de compra, logo, os rendimentos obtidos devidos à inflação são enganadores porque o lucro obtido em moeda desvalorizada poderá corresponder a um prejuízo real (Short *et al.*, 1995).

Se investir o valor  $F_0$  (€), o qual corresponde ao pagamento realizado no momento actual ( $t = 0$ ), durante  $t$  anos, o total acumulado ao fim desses anos será  $F_t$ , tal como:

$$F_t = F_0(1 + a)^t$$

Onde  $a$  (pu) traduz o rendimento real anual do capital. Conclui-se que um pagamento  $F_0$  efectuado hoje equivale a um pagamento (maior) realizado ao fim de  $t$  anos. Assim, um pagamento  $F_t$  realizado num prazo de  $t$  anos corresponde a um pagamento (menor)  $F_0$  efectuado hoje:

$$F_0 = \frac{F_t}{(1 + a)^t}$$

No parâmetro  $F_0$  é considerado o valor actual (ou actualizado) de um pagamento (ou recebimento) efectuado num prazo  $t$ . A taxa de actualização, parâmetro  $a$ , permite transformar para um mesmo instante, pagamentos (ou recebimentos) efectuados em tempos diferentes. Esta actualização é um conceito relacionado com um procedimento aritmético, o qual permite converter um determinado valor, numa dada data, para o valor equivalente noutra data. Possibilita assim a conversão de valores distribuídos, em diversos instantes temporais, em valores actualizados à data presente da análise, sendo expressos na mesma unidade, permitindo aos analistas uma melhor percepção do real valor do dinheiro (Castro, 2011).

A taxa de actualização (ou taxa de desconto) é uma medida que traduz o efeito no valor do dinheiro ao longo do tempo, sendo um parâmetro central no cálculo do Valor Actual Líquido (VAL), discutido noutra secção da presente dissertação. A taxa de desconto traduz a rendibilidade mínima que o investidor exige para investir num determinado projecto, a qual contabiliza o risco inerente ao investimento. A escolha do seu valor é muito importante para qualquer análise económica.

A taxa de actualização é constituída por três componentes (taxas), (IAPMEI, 2001):

$$TA = [(1 + T_1) \times (1 + T_2) \times (1 + t_i)] - 1 \quad (3.1)$$

- a)  $T_1$ : corresponde à remuneração real desejada para os capitais próprios. É normalmente utilizada a taxa de remuneração de activos sem risco, como por exemplo a taxa de rendibilidade das obrigações do tesouro.



- b)  $T_2$ : Prémio anual de risco. Corresponde à taxa dependente da evolução económica, financeira, global e sectorial do projecto. Também tem em conta a dimensão do montante total do projecto. Para projectos de centrais eólicas e fotovoltaicas, a taxa de risco é mínima, sendo desprezada nos estudos efectuados na presente dissertação.
- c)  $t_i$ : Taxa de inflação.

As análises económico-financeiras podem ser efectuadas a preços constantes, quando não se contabilizam os efeitos da inflação, ou a preços correntes, quando estes efeitos são contabilizados.

É importante utilizar a taxa de actualização correcta quando se efectua análises económicas. Se o fluxo de caixa é a preços constantes, utiliza-se a taxa de actualização real, a qual exclui alterações puramente inflacionárias ou deflacionárias no nível geral dos preços. Caso o fluxo de caixa seja a preços correntes, então utiliza-se a taxa de actualização nominal, a qual tem em conta a inflação e inclui alterações no nível geral dos preços. É possível remover a componente da inflação da taxa de actualização nominal, convertendo-a para taxa de actualização real, através da expressão (Short *et al.*, 1995):

$$tr = \frac{(1 + tn)}{(1 + ti)} - 1 \quad (3.2)$$

Da mesma forma, é possível incluir a componente da inflação na taxa de actualização real, convertendo-a para taxa de actualização nominal, através da expressão:

$$tn = [(1 + tr) \times (1 + ti)] - 1 \quad (3.3)$$

- a)  $tr$ : Taxa de actualização real, exclui a taxa de inflação geral dos preços;
- b)  $tn$ : Taxa de actualização nominal, inclui a taxa de inflação geral dos preços;
- c)  $ti$ : taxa de inflação.

Para possibilitar a comparação da avaliação económica de centrais renováveis que iniciaram a sua produção em diferentes momentos, na presente dissertação, todos os valores serão corrigidos pela inflação para um determinado mês/ano. Assim, a taxa de actualização utilizada será real, sem efeitos de inflação. Estes efeitos e a taxa de risco serão também desprezados nos estudos de avaliação económica efectuados, e por isso, a taxa de actualização utilizada para centrais renováveis, que iniciaram a sua produção até à data da presente dissertação, será igual à taxa de rendibilidade das obrigações de tesouro correspondentes à data de início de produção de cada central.

As Obrigações do Tesouro (OT) são das principais ferramentas utilizadas pelo Estado para satisfazer as suas necessidades de financiamento. Estas obrigações são títulos de valores mobiliários de médio e longo prazo, disponíveis para qualquer investidor, a qual pode ter associado uma taxa de juro fixa (IGCP, 2012). Um investidor que aplique o seu dinheiro em títulos de OT, está a emprestá-lo ao estado português em troca de um papel, onde é mencionado o mesmo investimento e os juros que serão pagos

com uma determinada periodicidade, até o momento final do contrato, onde o estado é obrigado a devolver o valor investido. (Produtos Bancários, 2010)

Existem vários tipos de contractos de OT com distintas dimensões. Os que normalmente são usados, como base para o cálculo das taxas de actualização do investimento, são os que têm maior prazo e à taxa fixa. Assim, na presente dissertação, utiliza-se a Taxa de Rendibilidade das OT a taxa fixa, com prazo de 10 anos. Esta taxa é o juro que o estado tem de pagar ao investidor pelo dinheiro emprestado, sendo este fixo até o final do contrato. É possível obter o histórico da taxa de rendibilidade das obrigações de tesouro junto ao portal do Banco de Portugal (Banco de Portugal, 2012).

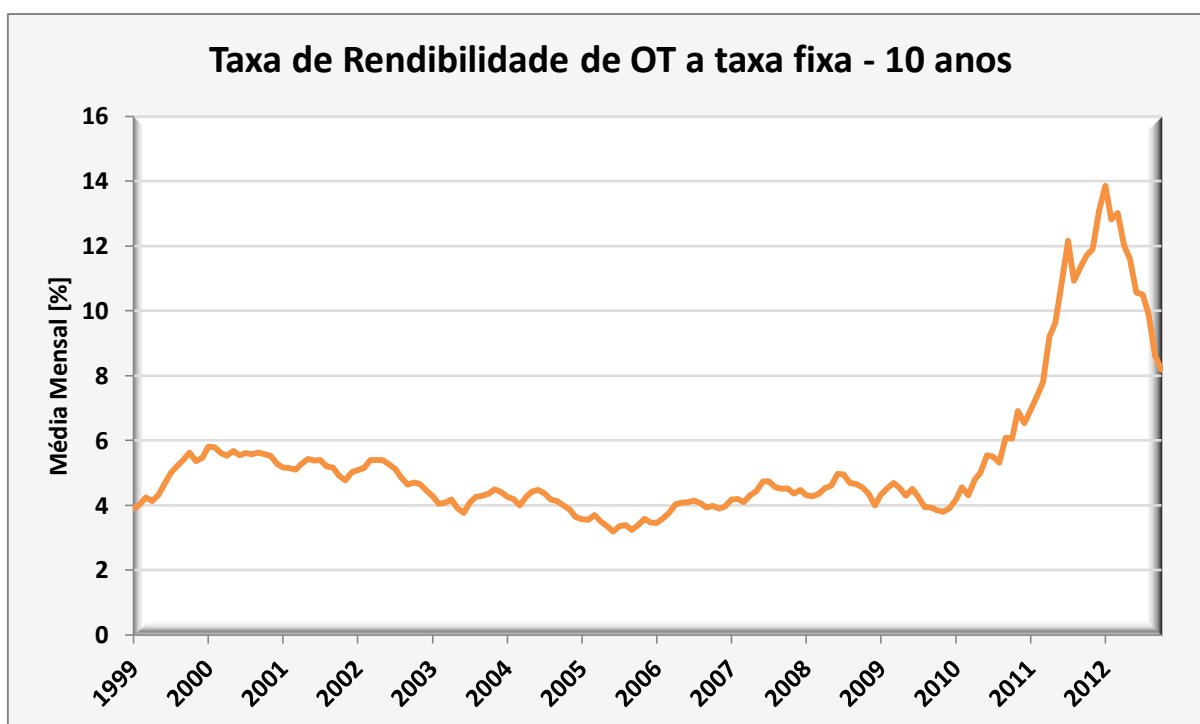


Fig. 11 – Média mensal da taxa de rendibilidade das obrigações de tesouro a taxa fixa - 10 anos (Banco de Portugal, 2012).

Devido à crise financeira sentida nos últimos anos, a taxa de rendibilidade das OT sofreu um súbito incremento a partir de 2010, como se pode verificar na Fig. 11. Este fenómeno foi fruto da incerteza e instabilidade gerada no mercado da dívida pública, onde se duvidou da segurança das aplicações do Estado Português. A partir de 2012 é notório que a taxa de rendibilidade das OT tem decrescido, o que demonstra uma recomposição da estabilidade do mercado da dívida.

Como a taxa de actualização do investimento está intrinsecamente ligada à taxa de rendibilidade das OT, apenas os investimentos em projectos que aceitassem uma alta taxa de actualização é que obteriam resultados de avaliação económica positivos a partir de 2010. Caso estes projectos não devolvessem este tipo de rendibilidade, seria mais rentável ao investidor aplicar o seu dinheiro em títulos de tesouro.

### 3.2 Classificação das categorias de custos

Os custos de um projecto de energias renováveis dependem da tecnologia utilizada e variam muito conforme a dimensão ou tipo de projecto. É importante definir e classificar as estruturas de custos, por forma a facilitar as análises económicas e financeiras de cada projecto.

Na presente dissertação, as estrutura de custos são de parques eólicos *onshore* e *offshore* e também de grandes centrais fotovoltaicas. Apesar das diferenças entre estas tecnologias, as categorias de custos são semelhantes independentemente do projecto, podendo assim agrupar-se em 4 grupos distintos:

- **Custos de capital:** também conhecidos por investimento inicial, retransmitem todos os elementos de custos que ocorrem normalmente no início do projecto. Estes incluem o montante de aquisição e instalação de equipamentos, compra de permissões ou licenças necessárias, planeamento e consultoria profissional, trabalhos de construção civil no local (reabilitação ou execução de acessos, obras de drenagem, construção das bases dos aerogeradores ou dos painéis fotovoltaicos, construção da subestação, entre outros), ligação da central à rede pública ou construção das linhas eléctricas para conexão no ponto de interligação.
- **Custos operacionais:** são os custos que ocorrem durante a produção da central no seu funcionamento regular. Incluem custos de pessoal, pagamento de impostos e seguros, arrendamento de terras (quando aplicável), taxa do acesso de fornecimento da energia para a rede pública. Parte dos custos operacionais são fixos, enquanto outros variam por dependerem da potência fornecida à rede eléctrica. Os custos operacionais fixos e variáveis diferem entre tecnologias de energias renováveis.
- **Custos de manutenção:** incluem todos os gastos derivados do trabalho de manutenção, com o objectivo de manter ou garantir a capacidade produtiva do sistema. Os trabalhos de manutenção podem ser preventivos ou de reparação. Os trabalhos preventivos ocorrem antes da avaria do sistema, de forma a preveni-la. Os de reparação são os que ocorrem quando o sistema está avariado. Estes trabalhos têm dimensões pequenas e frequentes (verificação periódica, substituição de componentes pequenos como lâmpadas e filtros de ar), ou grandes e pouco frequentes (troca de componentes de grande porte, reparação não calendarizada de danos importantes).
- **Custos financeiros:** incluem todas as quantias monetárias acartadas por operações de financiamento durante a vida do projecto. O custo com mais peso é o pagamento de juros aos financiadores. Outros valores são consequentes de operações bancárias para obter capital de risco, construção de consórcio e/ou importâncias das garantias financeiras. Normalmente os custos financeiros têm um prazo limitado, até ao momento em que a dívida aos financiadores é liquidada, o que deve ocorrer num prazo menor à vida útil do projecto.

### 3.3 Modelos de avaliação de custos – Custo normalizado de energia (LCOE)

A normalização de custos ou receitas é uma técnica que permite comparar alternativas de investimento que envolvem diferentes montantes de capital e/ou diferentes períodos de tempo com ciclos de vida distintos. O custo normalizado de energia, *Levelized Cost of Energy* (LCOE), é o custo real da electricidade produzida, a qual permite aos analistas terem a percepção de quanto custaria, ao proprietário das instalações, a produção de uma unidade de energia. O LCOE é uma avaliação económica dos custos do sistema de geração de energia ao longo do seu ciclo de vida, e é um parâmetro fundamental na escolha do tipo de sistema da central, visto possibilitar a comparação entre distintas tecnologias e/ou fontes de energia. Nesta comparação é importante definir as fronteiras do “sistema” e os custos que são incluídos no cálculo. Pode-se decidir utilizar os custos das linhas de transmissão e distribuição, visto que em alguns casos é necessária a construção de novas linhas para acesso da central de produção à rede pública. Pode-se considerar os custos de investigação e desenvolvimento, custos dos estudos de impacto ambiental, impostos, custos financeiros, ou mesmo os custos dos impactos de saúde pública e ambiental. Todos estes parâmetros são decididos no momento do cálculo e são iguais em todos os casos comparados.

Segundo (IEA & NEA, 2010) a definição de LCOE inclui o custo total do investimento inicial, custos de operação e manutenção, combustíveis, emissões de carbono e custos de desmantelamento da central. Existem outras definições de diferentes fontes, tais como (Short *et al.*, 1995) e (IEA Wind, 2011), que incluem outros tipos de custos, mas na presente dissertação é utilizado o modelo definido por (IEA & NEA, 2010). Este não considera valores extremamente flutuantes (taxas de juro e taxas de imposto) que diferem de projecto para projecto e de país para país. O modelo escolhido é útil para comparar os custos de produção de energia normalizados de diferentes fontes, sem considerar parâmetros flutuantes como custos financeiros e de impostos. As energias eólicas e fotovoltaicas não consomem combustível nem emitem gases poluentes na sua produção, por isso, os parâmetros de “custos em combustíveis” e “custos das emissões de carbono” são desprezados, tal como os “custos de desmantelamento”, visto que no fim de vida do projecto o local é habitualmente reaproveitado por um novo projecto, usufruindo-se dos trabalhos de construção civil efectuados no local.

O LCOE [€/MWh] é calculado através da seguinte expressão:

$$LCOE = \frac{\sum_{k=1}^n \frac{CA_k}{(1+d)^k}}{\sum_{k=1}^n \frac{ECR_k}{(1+d)^k}} \times 1000 \quad (3.4)$$

- a)  $CA_k$ : Custos anuais no ano  $k$  [€];
- b)  $ECR_k$ : Energia produzida no ano  $k$  [kWh];
- c)  $d$ : Taxa de desconto real em valores decimais.

Os custos de O&M podem depender da energia produzida ou podem ser apenas uma percentagem do investimento inicial total. Quando os custos de O&M são uma percentagem do investimento inicial total, os custos anuais para o 1º ano ( $CA_1$ ) e para os anos seguintes ( $CA_k$ ) são calculados da seguinte forma:

$$CA_1 = I_0 + \left( I_0 \times \frac{Coef_{O\&M}}{100} \right) \quad (3.5)$$

$$CA_k = I_0 \times \frac{Coef_{O\&M}}{100} \quad (3.6)$$

- a)  $I_0$ : Investimento inicial [€];
- b)  $Coef_{O\&M}$ : Coeficiente de custos de operação e manutenção anual [%].

Quando os custos de O&M dependem da energia produzida, os custos anuais expressam-se pelas seguintes fórmulas:

$$CA_1 = I_0 + (C_{O\&M} \times ECR_1) \quad (3.7)$$

$$CA_k = C_{O\&M} \times ECR_k \quad (3.8)$$

- a)  $C_{O\&M}$ : Custos de operação e manutenção anual [€/kWh];
- b)  $ECR_k$ : Energia produzida no ano  $k$  [kWh].

Por fim, a energia anual produzida ( $ECR_k$ ) é obtida através da equação (3.9):

$$ECR_k = P \times NEPS \times (1 - DegP) \quad (3.9)$$

- a)  $P$ : Potência nominal instalada [kW];
- b)  $NEPS$ : Número de horas anuais equivalentes à potência nominal [h];
- c)  $DegP$ : Taxa de degradação da produção anual em valores decimais.

### 3.4 Modelos de avaliação económica de projectos

#### 3.4.1 Tempo de retorno descontado (*Discounted Payback*)

Para uma estimação preliminar da viabilidade de um projecto em energias renováveis, é desejável utilizar um método de rápida determinação dos seus benefícios económicos relativos. Tal método deve ser de fácil compreensão, livre de detalhes e com cálculo simplificado. Um dos métodos normalmente utilizados é o tempo de retorno simples de investimento, ou *Simple Payback* (SPB).

O SPB compara directamente receitas com custos, e determina o período de tempo necessário para recuperar o investimento inicial. O período de retorno (em anos) é igual ao investimento inicial total dividido pelas receitas médias anuais da produção de energia da central em questão (Manwell *et al.*, 2002). O SPB é usado como medida de risco do projecto. Sabe-se que quanto maior o tempo de retorno, maior será o risco para o investidor, visto que o capital investido poderá não ser recuperado.

A ferramenta desenvolvida no âmbito desta dissertação calcula o SPB, mas este não é considerado na avaliação económica dos projectos estudados. O tempo de retorno de investimento considerado contém um método mais preciso e que considera a taxa de desconto, chamado Tempo de Retorno Descontado ou *Discounted Payback* (DPB). Este método tem em conta o valor temporal do capital, utiliza a taxa de actualização para descontar os fluxos de caixa de cada período (ano) antes de os somar e comparar com o investimento inicial:

$$\sum_{k=1}^{T_r} \frac{FC_k}{(1+d)^k} \geq I_0 \quad (3.10)$$

- a)  $FC_k$ : Fluxo de caixa (*cash-flow*) no ano  $k$  [€];
- b)  $T_r$ : Tempo de retorno do investimento [anos];
- c)  $d$ : Taxa de desconto em valores decimais.

O tempo de retorno do investimento calculado pelo DPB é sempre maior que o tempo calculado pelo SPB, visto que o primeiro faz desconto no futuro fluxo de caixa, dando assim um valor mais próximo do verdadeiro período de recuperação. Em síntese, o DPB devolve o ano do projecto onde o VAL é nulo, assinalando assim o momento exacto onde o projecto, através das suas receitas, pagou os seus custos. Tal como se sabe, o futuro é incerto, por isso o tempo de recuperação do projecto também o é, visto que podem ser adaptadas taxas de desconto ou juros que não são praticadas pelo mercado financeiro.

### 3.4.2 Valor actual líquido (VAL)

O valor actual líquido (VAL) é o valor líquido de todas as receitas (entrada de caixa) e despesas (saída de caixa) do projecto em todo o seu ciclo de vida, descontados para o início do investimento. Essencialmente, as receitas incluem as entradas de caixa derivadas da venda da electricidade produzida, e as despesas incluem as saídas de caixa devido aos custos financeiros e de operação e manutenção da central.

Em projectos de energia, o VAL é considerado o valor actual dos benefícios subtraídos pelo valor actual dos custos. A decisão de investimento no projecto é tomada quando o VAL é positivo, o que assinala a rentabilidade superior à estipulada pelo investidor (taxa de desconto) no início do projecto, cobrindo assim o seu investimento e todos os custos, incluindo os financeiros, oferecendo um lucro adicional ao esperado. Quando o investidor tem a possibilidade de optar por vários tipos de projecto,

este terá tendência a escolher o projecto com maior retorno de investimento, logo escolherá o projecto com maior VAL. Caso a avaliação do valor actual líquido tenha devolvido resultados nulos, é indiferente ao investidor aplicar o seu recurso monetário no projecto, visto este restituir exactamente a rentabilidade mínima esperada. Nos casos em que o VAL é negativo, o investidor deve desprezar o projecto, visto este não devolver a rentabilidade mínima esperada, trazendo-lhe prejuízos.

O valor actual líquido é calculado através da equação:

$$VAL = -I_0 + \sum_{k=1}^n \frac{FC_k}{(1+d)^k} \quad (3.11)$$

- a)  $FC_k$ : Fluxo de caixa (*cash-flow*) no ano  $k$  [€];
- b)  $d$ : Taxa de desconto em valores decimais;
- c)  $n$ : Número de anos de vida do projecto.

O investimento inicial ( $I_0$ ) é calculado através da expressão:

$$I_0 = (CI \times P) + \text{OutrosCustos} \quad (3.12)$$

- a)  $CI$ : Custo de capital por potência instalada [€/kW];
- b)  $P$ : Potência instalada [kW];
- c)  $\text{OutrosCustos}$ : Custos adicionais que não dependem da potência instalada [€].

Baseado em (Hertenstein & McKinnon, 1997), o fluxo de caixa ( $FC_k$ ) é calculado segundo a equação:

$$FC_k = R_k - D_k \quad (3.13)$$

- a)  $R_k$ : Receitas (entrada de caixa) no ano  $k$  [€];
- b)  $D_k$ : Despesas (saída de caixa) no ano  $k$  [€].

A equação (3.13) representa um modelo simplificado do método indirecto do fluxo de caixa, onde os resultados de receitas são derivados da remuneração de venda da energia anual produzida pela central. As saídas de caixa anuais são um parâmetro flutuante, varia de projecto para projecto e de país para país. Estas consideram os custos de operação e manutenção, custos de empréstimos e respectiva taxa de juro, taxa de imposto local e/ou nacional e também a amortização anual dos resultados operacionais. O cálculo do fluxo de caixa é exemplificado na Tabela 5 (Hertenstein & McKinnon, 1997). O método indirecto do fluxo de caixa é iniciado pelo cálculo dos resultados operacionais, que incluem a maioria das transacções de caixa de actividades operacionais num projecto, inclusive transacções onde não se envolve dinheiro. O imposto é incidido sobre os resultados operacionais. Após a obtenção do resultado líquido (Resultados Operacionais subtraídos pelo Imposto), as transacções que não envolvem dinheiro devem ser eliminadas a fim de chegar a uma representação

precisa do fluxo de caixa. A amortização é uma importante despesa que não envolve desembolso de caixa. Assim, no método indirecto esta é sempre adicionada de volta ao fluxo de caixa (exploração), como proposto por Hertenstein & McKinnon (1997) e constatado na Tabela 5.

A amortização é a transferência de uma porção do custo de um bem (activo) no balanço de resultados durante cada ano de vida do activo. Na presente dissertação foi considerado uma amortização linear, traduzindo uma despesa adicional com uma periodicidade anual. O valor de amortização é determinado pela equação:

$$AM_k = \frac{I_0}{VP} \quad (3.14)$$

- a)  $AM_k$ : Amortização anual no ano k [€];
- b)  $VP$ : Anos de vida do projecto [anos].

### 3.4.1 Taxa interna de rendibilidade (TIR)

A taxa interna de rendibilidade (TIR) é a taxa de actualização (ou desconto) que anula o VAL do fluxo de caixa do investimento em análise. Assim, ao utilizar a equação (3.11), obtêm-se a TIR através de:

$$-I_0 + \sum_{k=1}^n \frac{FC_k}{(1 + TIR)^k} = 0 \quad (3.15)$$

A análise da TIR demonstra imediatamente o interesse do empreendimento na escala de avaliação do mercado financeiro. Quando se obtém uma TIR superior à taxa de desconto considerada no cálculo do VAL, o projecto consegue gerar uma rendibilidade superior ao custo de oportunidade do capital. Deste modo e, em princípio, o projecto é economicamente viável. Se a TIR obtida é menor que a taxa de desconto, então a rendibilidade exigida pelo investidor não é alcançada. (Castro, 2011)

O cálculo da TIR necessita geralmente de métodos iterativos, o que torna o seu cálculo uma tarefa mais complicada que os outros parâmetros económicos já definidos nesta dissertação. É possível recorrer-se a funções nativas do *Excel*<sup>TM</sup> ou do *Matlab*<sup>TM</sup> para o seu cálculo. A equação da TIR é polinomial de grau N e, portanto, o analista tem de estar ciente que existem N diferentes raízes, ou soluções para a equação. No entanto, quando o padrão de investimento é normal (i.e., o investimento inicial ou saídas de caixa são seguidos de um fluxo de entradas de caixa), todas as soluções são negativas ou imaginárias, excepto uma solução positiva. Caso contrário, se o fluxo de caixa é tal que as saídas de caixa acontecem durante ou próximo do fim de vida do projecto, então a possibilidade de obter múltiplos positivos é maior. Situações em que existam apenas um valor aproximado, colocam a análise do resultado de forma fácil ao analista. No entanto, quando os resultados não contêm um valor aproximado, mas sim múltiplos positivos, o analista está numa situação duvidosa e deve desprezar os resultados da TIR e recorrer a outros indicadores económicos (Short *et al.*, 1995).



Tabela 5 – Exemplo de cálculo do Fluxo de Caixa constante [€].

Cálculo do Fluxo de Caixa Constante [€]											
Anos	Proveitos	O&M	Amortização	Resultados Operacionais	Encargos de Empréstimo	Resultados Antes do Imposto	Imposto	Resultado Líquido	Fluxo de Caixa Exploração	Investimento	Fluxo de Caixa
	[a]	[b]	[c]	[d]=[a-b-c]	[e]	[f]=[d-e]	[g]=[f × Taxa]	[h]=[f-g]	[CF <sub>e</sub> ]=[h+c]	[C <sub>0</sub> ]	[CF]=[C <sub>0</sub> +CF <sub>e</sub> ]
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	42745481	-42745481
1	11122494	427455	2137274	8557765	2961202	5596562	1567037	4029525	6166799	0	6166799
2	11122494	427455	2137274	8557765	2961202	5596562	1567037	4029525	6166799	0	6166799
3	11122494	427455	2137274	8557765	2961202	5596562	1567037	4029525	6166799	0	6166799
4	11122494	427455	2137274	8557765	2961202	5596562	1567037	4029525	6166799	0	6166799
5	11122494	427455	2137274	8557765	2961202	5596562	1567037	4029525	6166799	0	6166799
6	11122494	427455	2137274	8557765	2961202	5596562	1567037	4029525	6166799	0	6166799
7	11122494	427455	2137274	8557765	2961202	5596562	1567037	4029525	6166799	0	6166799
8	11122494	427455	2137274	8557765	2961202	5596562	1567037	4029525	6166799	0	6166799
9	11122494	427455	2137274	8557765	2961202	5596562	1567037	4029525	6166799	0	6166799
10	11122494	427455	2137274	8557765	2961202	5596562	1567037	4029525	6166799	0	6166799
11	11122494	427455	2137274	8557765	2961202	5596562	1567037	4029525	6166799	0	6166799
12	11122494	427455	2137274	8557765	2961202	5596562	1567037	4029525	6166799	0	6166799
13	11122494	427455	2137274	8557765	2961202	5596562	1567037	4029525	6166799	0	6166799
14	11122494	427455	2137274	8557765	2961202	5596562	1567037	4029525	6166799	0	6166799
15	11122494	427455	2137274	8557765	2961202	5596562	1567037	4029525	6166799	0	6166799
16	11122494	427455	2137274	8557765	0	8557765	2396174	6161591	8298865	0	8298865
17	11122494	427455	2137274	8557765	0	8557765	2396174	6161591	8298865	0	8298865
18	11122494	427455	2137274	8557765	0	8557765	2396174	6161591	8298865	0	8298865
19	11122494	427455	2137274	8557765	0	8557765	2396174	6161591	8298865	0	8298865
20	11122494	427455	2137274	8557765	0	8557765	2396174	6161591	8298865	0	8298865

## 4. Metodologia

### 4.1 Investimento de capital médio

#### Sistema Eólico *Onshore*

Com o objectivo de obter resultados próximos à realidade, na avaliação económica de centrais que iniciaram a sua produção em diferentes anos, utiliza-se o histórico de investimento em tecnologias eólicas e fotovoltaicas em Portugal e na Europa. Neste âmbito, obteve-se o histórico de investimento em energia eólica em Portugal através dos relatórios anuais da *IEA Wind* entre os anos de 2003 a 2011, (IEA Wind, 2000) (Tabela 6).

Tabela 6 – Histórico de Investimento em Energia Eólica em Portugal (IEA Wind, 2000).

Ano	Custo Unitário <sup>(*)</sup> [€/kW]			Investimento Total [€/kW]		
	Baixo	Alto	Valor médio	Baixo	Alto	Valor médio
2003	750	950	850	900	1200	1050
2004	650	900	775	1000	1200	1100
2005	650	950	800	900	1100	1000
2006	875	1150	1012,5	900	1100	1000
2007	950	1110	1030	1200	1400	1300
2008	950	1110	1030	1200	1400	1300
2009	950	1300	1125	-	-	-
2010	1060	1470	1265	-	-	-
2011	-	-	1400	-	-	-

(\*): Custo da tecnologia eólica instalada, exclui ligações à rede e custos de terreno.

Os preços dos geradores eólicos têm vindo a subir em alguns países, durante os últimos anos. Este aumento foi devido ao incremento do uso de grandes turbinas eólicas ( $\geq 2$  MW de potência nominal), ao aumento do preço bruto da matéria-prima, a escassez dos componentes principais e o excesso de procura de turbinas. Um exemplo é o caso de Espanha, onde os custos médios de investimento inicial por kW instalado estariam, em 2010, por volta dos 1250 €/kW. Em Portugal, o investimento inicial total encontra-se entre 1060 a 1470 €/kW, excluindo a ligação à rede pública e os custos derivados ao terreno. (IEA Wind, 2011)

Partindo do pressuposto que os custos de terreno e de ligação à rede eléctrica pública não sofreram grandes variações ao longo dos anos, estes foram tomados constantes ao longo do tempo. Utilizou-se apenas o custo unitário médio da tecnologia eólica para a elaboração de um gráfico de dispersão com linha de tendência e respectiva equação (4.1) (Fig. 12).

$$\text{InvestimentoMédio}_{\text{ano}} = (72.292 \times \text{ano}) - 144057 \quad (4.1)$$

Na ferramenta desenvolvida, os custos médios de capital de sistemas eólicos *onshore* são dados pelos valores de custo médio unitário (Tabela 6), entre os anos de 2003 a 2011, mantendo-se constantes os valores de 2011 para os anos posteriores a este período. Para os anos anteriores, os custos foram obtidos através da equação (4.1).

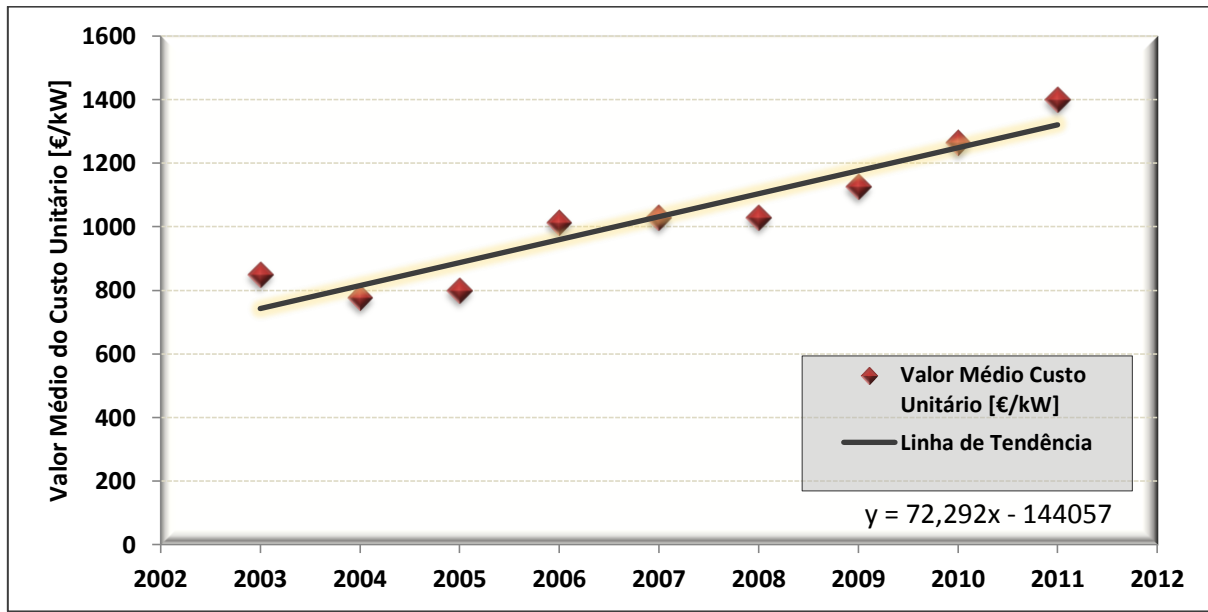


Fig. 12 – Valor médio do Custo Unitário [€/kW] e Linha de Tendência para investimento em energia eólica *onshore*.

### Sistema Fotovoltaico

Segundo a *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA, 2011), nos últimos 20 anos, os custos dos sistemas de tecnologia Fotovoltaica (PV) sofreram reduções impressionantes, com os preços dos módulos a decrescerem em mais de 20%, tendo em conta que o volume acumulado de venda dos mesmos estava a duplicar (factor de aprendizagem). Em Julho de 2011, na Europa, o preço médio de um módulo atingiu valores de cerca de 1.2 €/W, uma redução próxima de 70% comparativamente há 10 anos (Fig. 13). Enquanto os custos por unidade de capacidade instalada (watt) dos diferentes tipos de tecnologia PV possam variar, essa diferença é menos relevante ao nível do sistema, o qual também tem em conta a eficiência e a área necessária para o tipo da tecnologia. Os custos totais do sistema são sensíveis à economia de escala e podem variar substancialmente, dependendo do tipo de aplicação. O investimento total do sistema é composto pelo somatório dos custos dos módulos e pelas despesas dos equipamentos conhecidos por “*balance-of-systems*”. Estes incluem estruturas de montagem dos módulos, inversores, instalações eléctricas no local e dispositivos de geração de potência. Os custos dos sistemas “*balance-of-system*” variam muito, mas têm um valor médio de cerca de 40% do investimento inicial total, sendo que 60% são os custos referentes aos módulos PV.

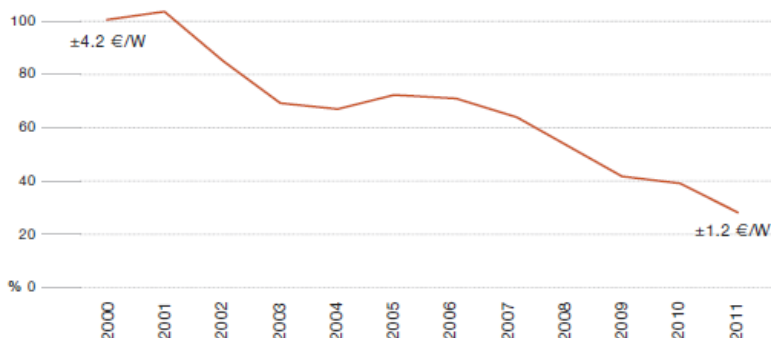


Fig. 13 – Evolução dos preços médios de módulos PV na Europa (EPIA, 2011).

Actualmente, o valor do investimento inicial total do sistema representa a mais importante barreira para o desenvolvimento fotovoltaico. Os custos de investimento são ainda relativamente altos, apesar de decrescerem devido à evolução da tecnologia e das melhorias no volume da economia de escala. Na Europa, entre 2008 e 2011, houve uma redução próxima dos 50 % dos custos de sistemas PV. Prevê-se que, nos próximos 10 anos, haja uma redução entre 36 % a 51 % dos preços dos sistemas PV, segundo o histórico de preços baseados no *IEA-PVPS Task 1*, *EuPD*, *ASIF* e *EPIA* (Fig. 14).

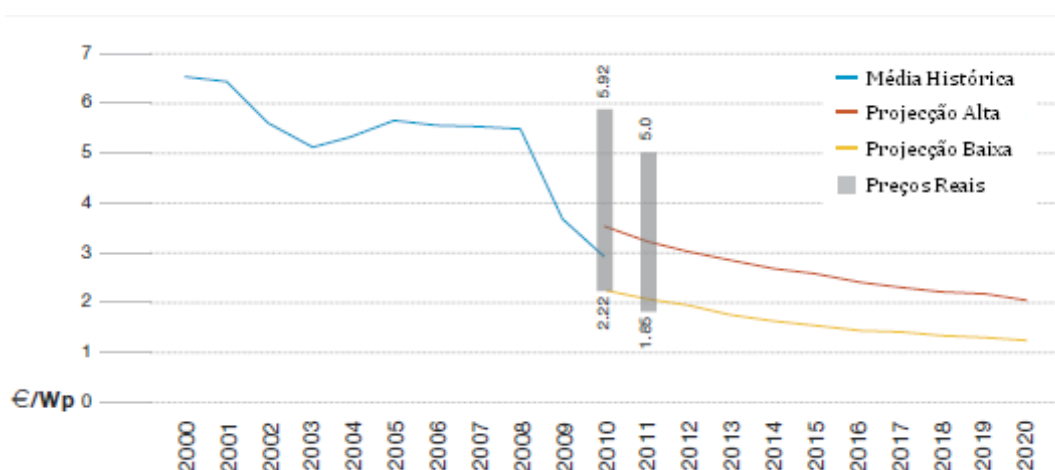


Fig. 14 – Evolução dos preços de sistemas PV na Europa (EPIA, 2011).

Assim, como constatado na Fig. 14, os custos médios de capital dos sistemas PV têm sofrido reduções consideráveis nos últimos anos. Baseado nesta evolução de preços, nesta dissertação foram admitidos que os custos de capital seriam os valores médios entre as projecções altas e baixas. Assim, admitiu-se que os custos de capital médio para estes sistemas entre os anos de 2000 a 2020 seriam definidos pelo gráfico da Fig. 15. Para anos posteriores a 2020, estes custos teriam valores iguais ao custo do sistema PV em 2020.

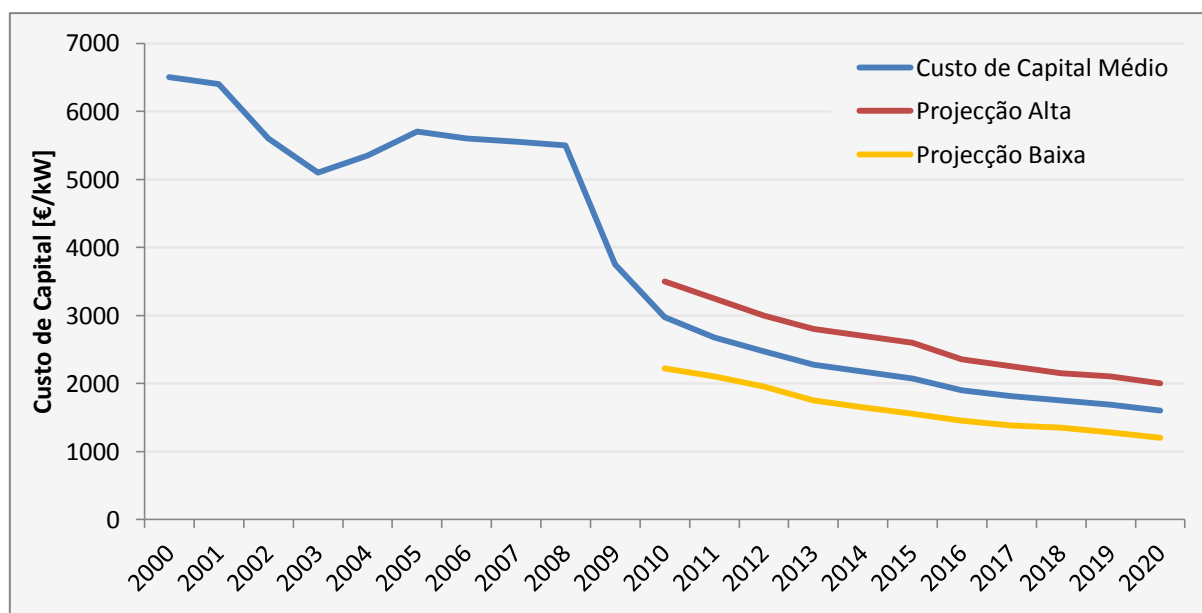


Fig. 15 – Custo de Capital Médio de sistemas PV na ferramenta AEAS\_EoPv entre os anos 2000 e 2020.

Os custos de capital médio dos sistemas PV, nos anos anteriores ao ano 2000, foram definidos através da equação (4.2), obtida através da linha de tendência do gráfico de dispersão da evolução dos preços destes sistemas, entre os anos 2000 e 2008 (Fig. 16). Os valores entre 2009 e 2011 foram desprezados devido a redução dos preços iniciarem neste período. Assim, evitou-se que a linha de tendência ficasse pouco precisa para os anos anteriores a 2000.

$$\text{InvestimentoMédio}_{\text{ano}} = (-96.167 \times \text{ano}) + 204430 \quad (4.2)$$

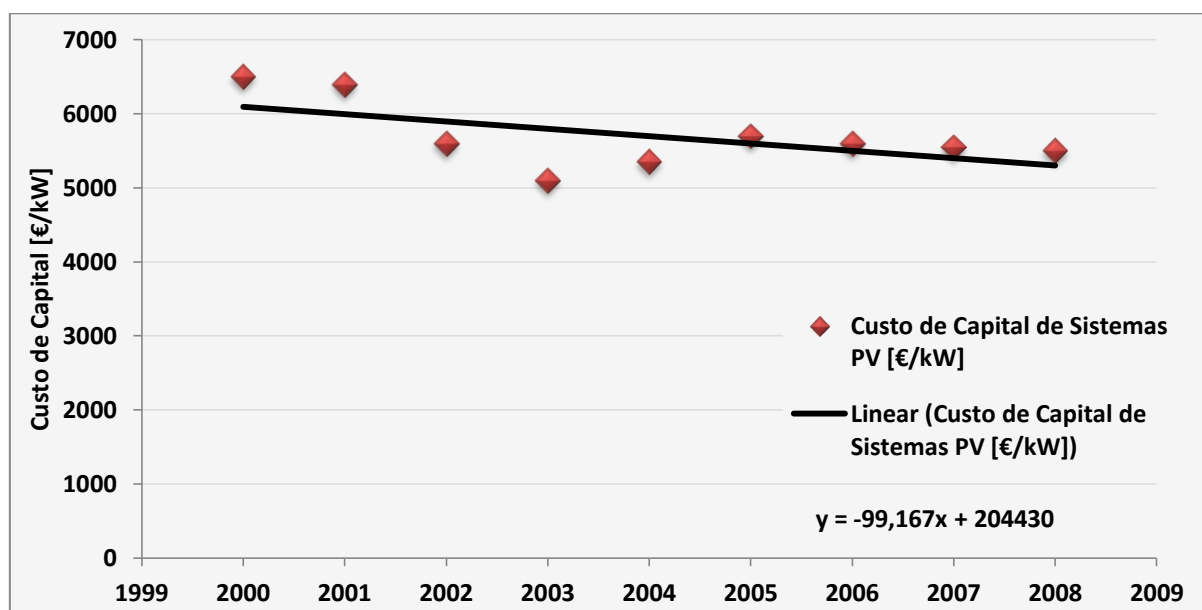


Fig. 16 – Gráfico de dispersão da evolução dos preços dos sistemas PV entre os anos 2000 e 2008.

## 4.2 Ferramenta de avaliação económica e análise de sensibilidade

No âmbito desta dissertação foi desenvolvido uma ferramenta na plataforma *Matlab*<sup>TM</sup>, ao considerar como ponto de partida as regras de remuneração impostas pelas legislações descritas no capítulo 2.2 e utilizando os métodos de avaliação económica do capítulo 3. Esta ferramenta foi baptizada com o nome *AEAS\_EoPv* (Avaliação Económica e Análise de Sensibilidade – Eólica e Fotovoltaica) e possibilita ao utilizador conhecer os resultados económicos de uma central eólica *onshore*, *offshore* ou solar fotovoltaica, com as dimensões desejadas e com diferentes parâmetros económico-financeiros.

A ferramenta utiliza a remuneração em vigor na legislação, com valores reais do índice de preços no consumidor (IPC) até Dezembro de 2012. Pretende-se assim obter os indicadores económicos mais próximos da realidade para as centrais renováveis em questão. É ainda possível observar a evolução da energia produzida, a remuneração mensal e anual, o VAL e também a variação da tarifa bonificada a preços correntes e constantes ao longo da vida do projecto. O utilizador pode optar pela execução de uma análise de sensibilidade na redução ou acréscimo da tarifa bonificada da central renovável a partir de 2013, obtendo a avaliação económica dessa análise.

Através da ferramenta *AEAS\_EoPv* e após a obtenção dos resultados da avaliação económica, é possível produzir atlas de indicadores económicos de Portugal Continental, específicos para os dados introduzidos pelo utilizador. A única variável na produção dos mapas, será o potencial do recurso disponível no território português (NEPS) e a remuneração mensal, dependente da tarifa aplicável pela legislação em vigor.

The screenshot displays the 'AEAS\_EoPv Input' window, which is organized into several sections for data entry:

- Tecnologia da Central Renovável:** Includes a dropdown for 'Eólica onshore'.
- Decreto-Lei:** A checkbox for 'Atualizar as regras de Remuneração conforme surgem novos Decretos-Lei que aumentam a Tarifa?' with a 'Sim' button.
- Identificar Análise:** Fields for 'Eo2005 - N2500' and 'Tarifa de Mercado' (50.35 €/MWh).
- Nota 1:** A note stating 'O Índice de Preços no Consumidor (IPC) tem como base o mês de Dezembro de 1998.'
- Projecto:** Fields for 'Mês e ano de Início do Projecto' (Junho 2005), 'Seleção a turbina eólica instalada' (Vestas V80), 'Número de dispositivos por central' (12), 'Potencial Eólico Local: (NEPS)' (2500 h), 'Número de Anos do Projecto' (20), 'Índice de eolicidade' (Zona Montan...), and 'Zona da Central em Portugal'.
- Taxas:** Fields for 'Taxa de Actualização do Investimento Real (%)' (5%), 'Taxa de Imposto (IRC)' (28%), 'Taxa de Inflação a partir de 2013' (2.35% ao ano), and 'Degradação de Produção' (0% ao ano).
- Actualização de Preços:** Fields for 'Mês da Análise (\*\*)' (Junho) and 'Ano correspondente ao Mês da Análise' (2012).
- Investimento:** A checked box for 'Utilizar Investimento de Capital Médio', and fields for 'Investimento de capital em Turbinas: (valor actualizado ao mês da análise)' (16575 €MW), 'Outros Investimentos de capital: (valor actualizado ao mês da análise)' (1.75 M€), and 'Custos de Operação e Manutenção (Custos por unidade de energia)' (14.2 €/MWh).
- Financiamento:** Fields for 'Porcentagem do investimento financiado' (70%), 'Prazo do Empréstimo' (15 Anos), and 'Taxa de Juro' (5.4%).
- Outras Opções:** Checkboxes for 'Introduzir um Investimento Adicional num ano a sua escolha?' (Nao) and 'Utilizar a Tarifa de Mercado após o limite de remuneração bonificada?' (Sim).
- Análise de Sensibilidade:** A dropdown for 'Análise de Sensibilidade' (Reduzir Tarifa) and a 'Ficheiro de Histórico' (Sim) checkbox.
- 1º Cenário:** 'Por quanto deseja reduzir a Remuneração Bonificada?' (5%).
- 2º Cenário:** 'Por quanto deseja reduzir a Remuneração Bonificada?' (7.5%).
- 3º Cenário:** 'Por quanto deseja reduzir a Remuneração Bonificada?' (10%).
- Footer:** A 'Calcular' button and footnotes: '(\*) - Para anos anteriores a 2012 (inclusivé) a Taxa de Actualização do Investimento corresponde à Taxa de Rendibilidade das Obrigações do Tesouro.' and '(\*\*) - Os resultados serão actualizados pela inflação a valores do Mês da Análise.'

Fig. 17 – Janela de input da ferramenta *AEAS\_EoPv*.

Após a introdução dos dados de entrada pelo utilizador (Fig. 17), a ferramenta processa os cálculos seguindo o esquema da Fig. 18. Cada secção será posteriormente explicada de forma detalhada no seguimento deste capítulo.

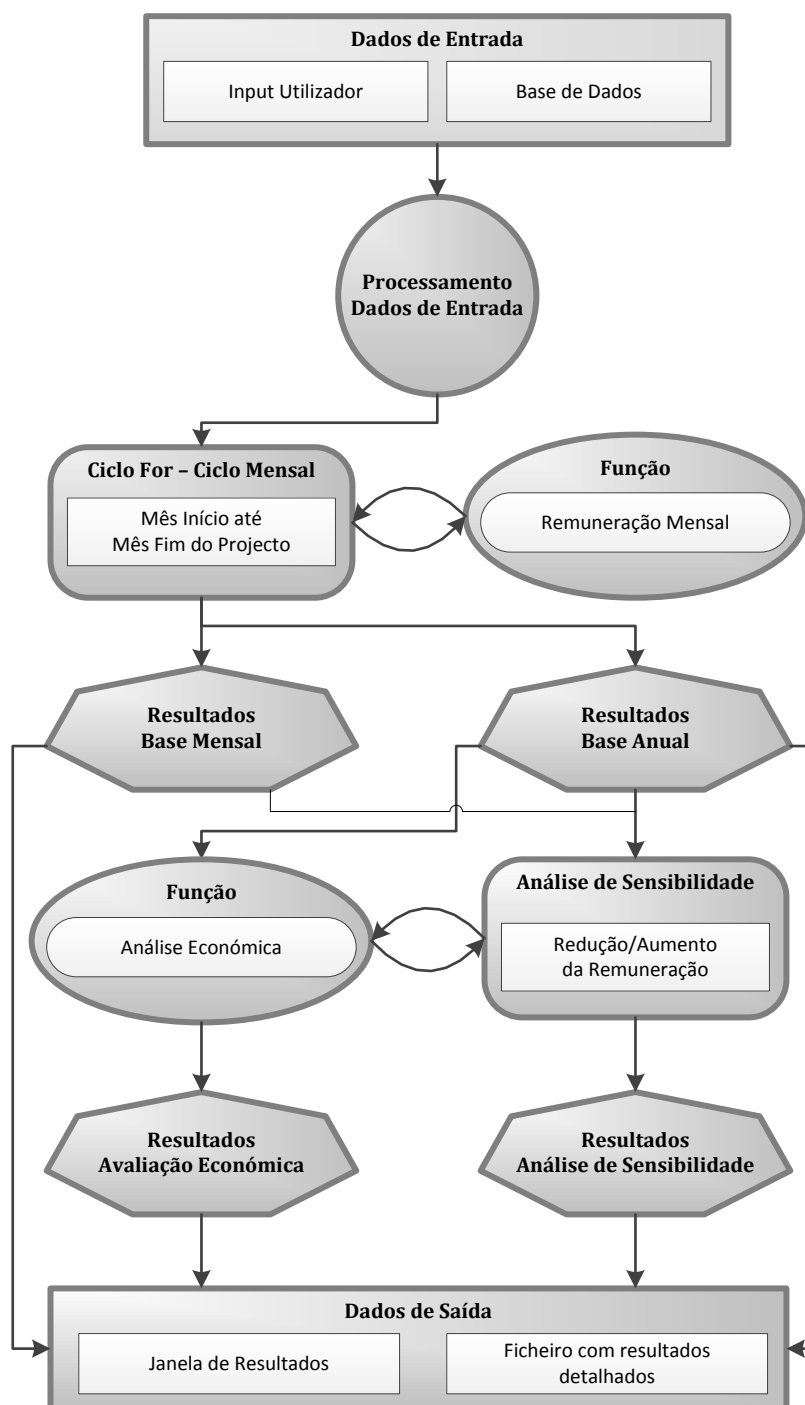


Fig. 18 – Esquema simplificado do funcionamento da AEAS\_EoPv.

A ferramenta efectua um tratamento prévio dos dados de entrada (Anexo I), onde é atribuído nomes específicos a constantes e variáveis, seguindo-se a reorganização das bases de dados em vectores e cálculos preliminares para definições de variáveis. Nesta etapa, são realizadas algumas correcções das respectivas unidades.

No seguimento do processamento dos dados de entrada, a ferramenta entra no ciclo mensal onde são efectuados todos os cálculos na base mensal. A ferramenta recorre à função *Remuneração Mensal* (Anexo II) que devolve a energia produzida no mês correspondente ao ciclo e a sua respectiva

remuneração. Os resultados são mantidos a preços correntes e outros são corrigidos para preços do mês de análise através do IPC. Todos os resultados são guardados numa base mensal e/ou anual. Com os resultados anuais, recorre-se à função *Análise Económica* (Anexo III) obtendo-se os resultados económicos da central renovável. Caso o utilizador deseje processar uma análise de sensibilidade, a ferramenta reduz/aumenta a remuneração da central e recorre-se novamente à função *Análise Económica* para se obter os resultados económicos desta análise de sensibilidade.

A ferramenta guarda na memória os dados de *input* e resultados das quatro últimas análises efectuadas, facilitando a comparação entre elas. Todos os resultados obtidos são impressos na “janela de resultados” da ferramenta, de forma a facilitar a sua leitura pelo utilizador.

#### 4.2.1 Limite de Remuneração

O utilizador tem a opção de utilizar a tarifa de mercado após o limite de remuneração. Se esta opção for positiva, a central renovável será remunerada através da tarifa bonificada até ao ano limite de remuneração. Após este prazo, a central será remunerada através da tarifa de mercado que, nesta ferramenta, será constante até ao fim do projecto. Assim, será necessário definir o limite (ano) ao qual a central renovável é remunerada pela tarifa bonificada.

Para as centrais ao abrigo dos DL n.º168/99 ou 339-C/2001, o limite máximo de remuneração bonificada é de 144 meses (12 anos) (DL 168/99, 1999) (DL 339-C/2001, 2001). Para as centrais ao abrigo do DL n.º 33-A/2005 ou 225/2007 (ver secção 2.1.2 desta dissertação) (DL 33-A/2005, 2005) (DL 225/2007, 2007), o limite máximo de remuneração bonificada para centrais eólicas ou fotovoltaicas é de 15 anos, ou até aos primeiros 33 GWh entregues à rede (por megawatt de potência instalada) para centrais eólicas ou 21 GWh entregues à rede (por megawatt de potência instalada) para centrais fotovoltaicas. Assim, é possível afirmar que cada megawatt instalado pode produzir energia equivalente a 33000 horas em funcionamento à potência nominal para o caso eólico e 21000 horas em funcionamento à potência nominal para o caso fotovoltaico:

$$33000 \left[ \frac{MWh}{MW} \right] = 33000h$$

$$21000 \left[ \frac{MWh}{MW} \right] = 21000h$$

No início desta ferramenta, o utilizador introduz o número de horas anuais em funcionamento à potência nominal (NEPS) da central renovável. Através deste valor e usando as expressões infra indicadas, é possível obter o número exacto de anos ao qual a central renovável irá beneficiar da remuneração bonificada, através das seguintes expressões:



$$\text{LimiteRemuneração}_{\text{Eolico}} = \frac{33000}{NEPS} \quad (4.3)$$

$$\text{LimiteRemuneração}_{\text{PV}} = \frac{21000}{NEPS} \quad (4.4)$$

Devido à ausência de legislação que defina o limite de remuneração para centrais eólicas *offshore*, foi estabelecido nesta dissertação que estas centrais serão remuneradas pela tarifa bonificada até ao 15º ano de vida do projecto.

#### 4.2.2 Parâmetros de inflação

O índice de preços no consumidor (IPC) é indispensável para o cálculo da remuneração mensal a partir da legislação, equação (2.3), e também é obrigatório como dado de input na função *Remuneração Mensal* (Parâmetros:  $IPC_{m-1}$  e  $IPC_{ref}$ ). Este índice representa a quantia paga pelas famílias na aquisição de bens e serviços individuais baseados em transacções monetárias (INE, 2003). Esta quantia corresponde ao valor que o adquirente efectivamente paga no momento da aquisição e inclui todos os impostos indirectos líquidos de subsídios sobre os produtos, reduções e descontos e exclui juros e outros custos associados à compra a crédito. Segundo a legislação em vigor, para o cálculo da remuneração é necessário utilizar a taxa de variação mensal (%) do índice de preços no consumidor excepto habitação, localização no Continente (Tabela 7). É possível obter o IPC junto do Instituto Nacional de Estatísticas (INE, 2012).

Tabela 7 – Índice de preços no consumidor excepto habitação (Continente).

Taxa de variação mensal, Base 2008 (INE, 2012).

Período de Referência	Índice de Preços no consumidor excepto habitação (Continente) <i>Taxa de variação mensal – Base 2008 – %</i>
Setembro de 2012	0,63
Agosto de 2012	-0,15
Julho de 2012	-0,05
Junho de 2012	-0,24
Maió de 2012	-0,36
Abril de 2012	0,24
Março de 2012	1,18

A taxa de variação mensal foi calculada tendo como base o ano de 2008 através da fórmula (INE, 2003):

$$\text{TaxaVariaçãoMensal}_t = \left( \frac{IPCmês_t}{IPCmês_{t-1}} - 1 \right) \times 100$$

- $IPCmês_t$ : Índice de preços no consumidor (base 2008), por localização geográfica (Continente), excepto habitação, para o mês t;
- $IPCmês_{t-1}$ : Índice de preços no consumidor (base 2008), por localização geográfica (Continente), excepto habitação, para o mês t-1;

A taxa de variação mensal compara o nível da variável entre dois meses consecutivos, ou seja, a variação de cada mês é referente ao mês anterior, tal como representado na Tabela 7. Embora seja um indicador que permite um acompanhamento corrente do andamento da variável, o cálculo desta taxa de variação é particularmente influenciado por efeitos de natureza sazonal e outros mais específicos, localizados num (ou em ambos) dos meses comparados (INE, 2003).

A partir da taxa de variação mensal é possível obter o IPC com base num momento à escolha do utilizador, atribuindo à base o valor 1. Utilizando a equação (4.5) é possível obter IPCs posteriores à base ou a equação (4.6) para obter IPCs anteriores ao momento da base, tal como descrito pelas fórmulas que seguem:

$$IPC\_Mensual_{Base} = IPC\_Mensual_0 = 1$$

$$IPC\_Mensual_m = IPC\_Mensual_{m-1} \times \left( 1 + \frac{[IPC]_m}{100} \right) \quad (4.5)$$

$$IPC\_Mensual_m = \frac{IPC\_Mensual_{m+1}}{\left( 1 + \frac{[IPC]_m}{100} \right)} \quad (4.6)$$

- a)  $IPC\_Mensuals_{Base}$ : IPC do mês escolhido como base;
- b)  $IPC\_Mensual_m$ : IPC do mês m, com base no momento escolhido [valores decimais];
- c)  $[IPC]_m$ : Taxa de variação mensal do IPC, referente ao mês m [%];

Na ferramenta *AEAS\_EoPv*, a base de dados do INE está guardada no ficheiro *IPC\_Jan1988\_2012.mat*. Ao carregar este ficheiro, obtém-se uma matriz de nome *IPC*, onde a primeira coluna corresponde ao ano, a segunda ao mês e a terceira ao valor correspondente da taxa de variação mensal do IPC.

A equação da remuneração mensal (2.3), necessita do índice de preços no consumidor referente ao mês  $m-1$  ( $IPC_{m-1}$ ) e o índice de preços no consumidor de referência ( $IPC_{ref}$ ). Estes parâmetros serão directamente aplicados na fórmula remuneratória, o que leva às suas definições antes da entrada do ciclo mensal. Também para o cálculo da remuneração mensal é necessário o IPC de todos os meses do projecto, inclusive meses futuros inexistentes na base de dados. Devido à inexistência dos valores de IPC durante e após o ano de 2013, o utilizador terá de introduzir a taxa de inflação anual fixa para estes anos. A ferramenta transforma a taxa anual em taxa mensal através da seguinte equação:

$$IPC_{Mês futuro} = (1 + TaxaInflaçãoAnual)^{1/12} - 1$$

Os IPCs futuros estimados pela fórmula anterior são acrescentados à matriz  $IPC$ , com o respectivo ano e mês, até ao mês de Dezembro do ano de fim do projecto. Utiliza-se esta matriz como ponto de partida para o cálculo do  $IPC_{m-1}$  e do  $IPC_{ref}$ . Nesta dissertação foi definido como referência do IPC o mês de Dezembro de 1998 (valor 1). O IPC do mês anterior ao início do projecto ( $IPC_0$ ), equação (4.9), é calculado recorrendo à equação (4.7) para as centrais que iniciaram a sua produção em meses/anos posteriores a Dezembro de 1998. Para centrais que iniciaram a sua produção em meses/anos anteriores a Dezembro de 1998, o  $IPC_0$  é calculado recorrendo à equação (4.8) (INE, 2003):

$$IPC_{Dez1998}(base_{Dez1998}) = 1$$

$$IPC_m(base_{Dez1998}) = IPC_{m-1}(base_{Dez1998}) \times \left( 1 + \frac{[IPC]_m}{100} \right) \quad (4.7)$$

$$IPC_m(base_{Dez1998}) = \frac{IPC_{m+1}(base_{Dez1998})}{\left( 1 + \frac{[IPC]_m}{100} \right)} \quad (4.8)$$

$$IPC_0 = IPC_{m\_anterior\_inicio}(base_{Dez1998}) \quad (4.9)$$

- a)  $IPC_{Dez1998}(base_{Dez1998})$ : IPC de Dezembro de 1998, com base neste mesmo mês [valores decimais];
- b)  $IPC_m(base_{Dez1998})$ : IPC (base Dezembro de 1998) do mês  $m$  [valores decimais];
- c)  $IPC_{m\_anterior\_inicio}(base_{Dez1998})$ : IPC (base Dezembro de 1998) do mês anterior ao início do fornecimento de electricidade à rede [valores decimais];
- d)  $[IPC]_m$ : Taxa de variação mensal do IPC, contidos na matriz  $IPC$ , referente ao mês  $m$  [%];
- e)  $IPC_0$ : IPC do mês anterior ao primeiro mês de fornecimento de energia à rede, [valores decimais].

O  $IPC_{m-1}$  toma valores do  $IPC_0$  para o primeiro mês de produção da central. Para os seguintes meses este é calculado pela fórmula:

$$IPC_{m-1} = IPC_{m-2} \times \left( 1 + \frac{[IPC]_{m-1}}{100} \right) \quad (4.10)$$

- a)  $IPC_{m-1}$ : IPC do mês anterior à remuneração [valores decimais];
- b)  $IPC_{m-2}$ : IPC referente a 2 meses anteriores à remuneração actual (previamente calculado) [valores decimais];
- c)  $[IPC]_{m-1}$ : Taxa de variação mensal do IPC referente ao mês anterior à remuneração [%].

O  $IPC_{ref}$  toma valores distintos em diferentes legislações, tal como estudado no capítulo 2.2.2. Quando a central renovável está ao abrigo do DL n.º 168/99 ou 339-C/2001, o  $IPC_{ref}$  toma o valor do IPC do mês de Dezembro de 1998. Como este mês é a base do IPC definido na presente dissertação, este toma o valor 1, equação (4.11). Caso a central esteja ao abrigo do DL n.º 33-A/2005 ou 225/2007, o  $IPC_{ref}$  é definido através da equação (4.12):

$$IPC_{ref} = IPC_{Dez1998}(base_{Dez1998}) = 1 \quad (4.11)$$

$$IPC_{ref} = IPC_{m\_anterior\_inicio}(base_{Dez1998}) \quad (4.12)$$

- a)  $IPC_{ref}$ : IPC de referência [valores decimais];
- b)  $IPC_{m\_anterior\_inicio}(base_{Dez1998})$ : IPC (base Dezembro de 1998) do mês anterior ao início do fornecimento de electricidade à rede [valores decimais];

#### 4.2.3 Actualização de preços

A ferramenta desenvolvida possibilita a comparação de centrais renováveis em diferentes momentos temporais. Assim, é necessário corrigir pela inflação todos os preços para um momento específico (Mês Análise), definido pelo utilizador na janela de entrada da ferramenta.

A remuneração mensal, resultante da fórmula remuneratória (2.3), encontra-se a preços correntes. Portanto, esta é corrigida para preços do mês de análise através do IPC. A ferramenta fixa o valor do índice de preços no consumidor em 1 para o mês de análise, assim a remuneração deste mês não sofre efeitos de inflação. Para os meses anteriores e posteriores, recorre-se à taxa de variação do IPC para a determinação do IPC com base no mês de análise para estes meses. Nos meses anteriores ao mês de análise, o IPC com base neste mesmo mês é definido pela equação (4.13), nos meses posteriores este é definido pela equação (4.14).

$$IPC_{m\_analise}(base_{m\_analise}) = 1$$

$$IPC_m(base_{m\_analise}) = IPC_{m-1}(base_{m\_analise}) \times \left( 1 + \frac{[IPC]_m}{100} \right) \quad (4.13)$$

$$IPC_m(base_{m\_analise}) = \frac{IPC_{m+1}(base_{m\_analise})}{\left( 1 + \frac{[IPC]_m}{100} \right)} \quad (4.14)$$

- a)  $IPC_{m\_analise}(base_{m\_analise})$ : IPC do mês análise, com base neste mesmo mês [valores decimais];
- b)  $IPC_m(base_{m\_analise})$ : IPC do mês  $m$ , com base no mês análise [valores decimais];
- c)  $[IPC]_m$ : Taxa de variação mensal do IPC, contidos na matriz  $IPC$ , referente ao mês  $m$  [%];

A Tabela 8 exemplifica a aplicação das fórmulas anteriores nos dados presentes na Tabela 7.

Tabela 8 – Inflação Mensal (base: Junho de 2012).

Período de Referência	Inflação Mensal (base: Junho de 2012) [valores decimais]
Setembro de 2012	0,9957
Agosto de 2012	1,002
Julho de 2012	1,0005
Junho de 2012	1
Maio de 2012	0,9964
Abril de 2012	0,9988
Março de 2012	1,0106

A correcção do valor da remuneração a preços do mês de análise é efectuada através do cálculo:

$$\text{RemuneraçãoActualizada}_m = \epsilon_m \times IPC_m(\text{base}_{m\_analise}) \quad (4.15)$$

- a)  $\text{RemuneraçãoActualizada}_m$ : Montante da remuneração corrigida a preços do mês análise [€];
- b)  $\epsilon_m$ : Montante da remuneração do mês  $m$ , a preços corrente [€];
- c)  $IPC_m(\text{base}_{m\_analise})$ : IPC do mês  $m$ , com base no mês análise [valores decimais];

É possível obter o índice de preços no consumidor anual, desde o ano de 1988 até ao ano de fim do projecto, através da seguinte fórmula:

$$IPC\_Anual_{ano} = \left( \prod_{m=1}^{12} (1 + [IPC]_m) \right) - 1$$

- a)  $IPC\_Anual_{ano}$ : Taxa de variação anual do IPC correspondente ao ano indexado.
- b)  $[IPC]_m$ : Taxa de variação mensal do IPC, contidos na matriz  $IPC$ , referente ao mês  $m$  [%];

A taxa de variação anual do IPC é guardada numa nova matriz com o nome  $IPC\_Anual$ , onde o ano é representado na primeira coluna e o IPC Anual na segunda. Da mesma forma, a taxa de variação anual é relativa ao ano anterior, representada na Tabela 9:

Tabela 9 – IPC Anual. Taxa de variação anual.

Período de Referência	Índice de Preços no consumidor excepto habitação (Continente) Taxa de variação anual - %
2014	2.35 <sup>1</sup>
2013	2.35 <sup>1</sup>
2012	2.71
2011	3.73
2010	2.51
2009	-0.21
2008	0.58
2007	2.61

<sup>1</sup> Valor introduzido pelo utilizador.

Quando o utilizador recorre à opção “Utilizar Investimento de Capital Médio”, a ferramenta utiliza o custo de capital médio registado na sua base de dados. Este montante encontra-se a preços correntes, logo é necessário actualizá-lo para preços do ano de análise. A ferramenta procura na matriz *IPC\_Anual* a posição do ano de análise e fixa o valor do índice de preços no consumidor para este ano em 1. Assim as receitas e despesas deste ano não sofrem efeito de inflação. Ao recorrer à matriz *IPC\_Anual*, é possível obter a inflação anual (base: ano análise) para os anos anteriores a este através da equação (4.17). Para os anos posteriores, a inflação anual é obtida através das fórmulas (4.18):

$$InflaçãoAnual_{ano\_análise} = 1 \quad (4.16)$$

$$InflaçãoAnual_{ano} = InflaçãoAnual_{ano+1} \times \left( 1 + \frac{IPC\_Anual_{ano}}{100} \right) \quad (4.17)$$

$$InflaçãoAnual_{ano} = \frac{InflaçãoAnual_{ano-1}}{\left( 1 + \left( \frac{IPC\_Anual_{ano}}{100} \right) \right)} \quad (4.18)$$

- a) *InflaçãoAnual<sub>ano\_análise</sub>*: Inflação anual para o ano análise [valores decimais];
- b) *InflaçãoAnual<sub>ano</sub>*: Inflação anual (base: ano análise) para o ano em índice, anos anteriores à base [valores decimais];
- c) *IPC\_Anual<sub>ano</sub>*: IPC anual do ano em índice [%].

A Tabela 10 exemplifica a aplicação das fórmulas anteriores nos dados presentes na Tabela 9:

Tabela 10 – Inflação Anual (base ano análise: 2012).

Período de Referência	Inflação Anual (base: 2012) [valores decimais]
2014	0,955
2013	0,977
2012	1
2011	1,037
2010	1,063
2009	1,061
2008	1,067
2007	1,095

A correcção do valor do custo de capital médio para preços do ano de análise, é efectuada através da equação (4.19).

$$\epsilon_{ano\_análise} = \epsilon_{ano\_inicio} \times InflaçãoAnual_{ano\_inicio} \quad (4.19)$$

- a) *€<sub>ano\_análise</sub>*: Montante corrigido a preços do ano análise [€];
- b) *€<sub>ano\_inicio</sub>*: Montante do custo de capital médio no ano respectivo ao início do projecto [€];
- c) *InflaçãoAnual<sub>ano\_inicio</sub>*: Inflação anual (base: ano análise) para o ano em índice [valores decimais].

#### 4.2.4 Processamento

Seguindo as regras da legislação portuguesa, o cálculo da remuneração mensal necessita de um *ciclo mensal*, que efectue todas as operações para cada mês, desde o início até o fim do projecto. Este ciclo chama a função *Remuneração Mensal* (Anexo II), que devolve dois diferentes resultados: energia produzida pela central e respectiva remuneração bonificada no mês analisado. No caso deste mês ser posterior ao prazo de limite de remuneração bonificada (capítulo 4.2.1), então a energia produzida é remunerada através da tarifa de mercado. Os resultados são guardados em dois vectores distintos, *VectorEnergia* e *VectorRemuneração*.

A remuneração mensal encontra-se a preços correntes, assim, é posteriormente corrigida para preços do mês de análise através da equação (4.15). Quando o ciclo atinge o 12º mês de cada ano do projecto, é efectuado o somatório das energias e remunerações mensais do ano correspondente, obtendo-se a energia produzida e a respectiva remuneração de cada ano de vida do projecto. Os resultados destas operações são guardados nos vectores *VectEnergiaAnual* e *RemuneraçãoAnual*, onde cada linha representa um ano de vida do projecto. Estes vectores serão posteriormente utilizados como dados de entrada para o cálculo da avaliação económica.

No ciclo mensal também são estimadas as tarifas de cada mês, a preço corrente e a preços do mês de análise, custos de aluguer de terreno (quando dependentes da remuneração mensal, tal como o caso eólico), custos de operação e manutenção, entre outros; todos estes derivados dos resultados da função *Remuneração Mensal*.

Na saída do *ciclo mensal* haverá dois grupos distintos de resultados: resultados com base mensal e resultados com base anual. Alguns dados de input e resultados com base anual são introduzidos na função *Análise Económica* (Anexo III), que devolve os resultados económicos (LCOE, VAL, TIR, SPB, DPB, VAL de 15 anos, VAL prazo do empréstimo e o vector evolução do VAL).

A ferramenta também permite a execução de uma análise de sensibilidade na redução ou acréscimo da remuneração a partir de 2013, até o limite de remuneração bonificada. O utilizador escolhe o quanto pretende reduzir/aumentar a remuneração em três distintas amostras, obtendo os seus resultados de avaliação económica. A análise de sensibilidade utiliza os resultados anuais, derivados do ciclo mensal, e subtrai/soma a quantia de redução/aumento da remuneração. Os valores resultantes são guardados em vectores específicos (*Vector remuneração anual da análise de sensibilidade*) que serão posteriormente introduzidos como dados de entrada da função *Avaliação Económica*. Esta função é executada três vezes, obtendo-se os indicadores de avaliação económica para as três diferentes amostras da análise de sensibilidade.

Os resultados mensais também são usados na análise de sensibilidade. A remuneração mensal [€] e respectiva tarifa [€/MWh] são reduzidas/aumentadas nas três distintas amostras. Estes resultados são guardados em vectores específicos (*vector remuneração mensal* e *vector tarifa da análise de*

*sensibilidade*), que serão posteriormente utilizados para gerar gráficos na janela de saída da ferramenta. Nesta secção da ferramenta é possível comparar as reduções/aumentos de remuneração e tarifa em toda a vida do projecto.

Todos os resultados obtidos serão apresentados na “Janela de Resultados” da ferramenta em formato de gráficos ou constantes exactas.

#### 4.2.5 Janela de Resultados

Após a execução dos cálculos, os resultados são apresentados numa janela interactiva que permite ao utilizador ler de forma simplificada todos os resultados calculados. No canto superior esquerdo (primeira coluna) é possível observar diferentes tarifas a preços correntes. No canto inferior é apresentado os resultados da remuneração anual média a preços do mês de análise. No mesmo local é possível verificar o imposto municipal anual e tarifa bonificada média de toda a vida do projecto. Observa-se ainda o limite de remuneração e a energia anual média produzida pela central renovável. À esquerda da janela (segunda coluna) é apresentado o custo de capital da tecnologia a preços do mês de análise, juntamente com os resultados de análise económica (LCOE, VAL, TIR, SPB, DPB). No canto inferior é apresentado os resultados da avaliação económica da análise de sensibilidade, quando requisitada.

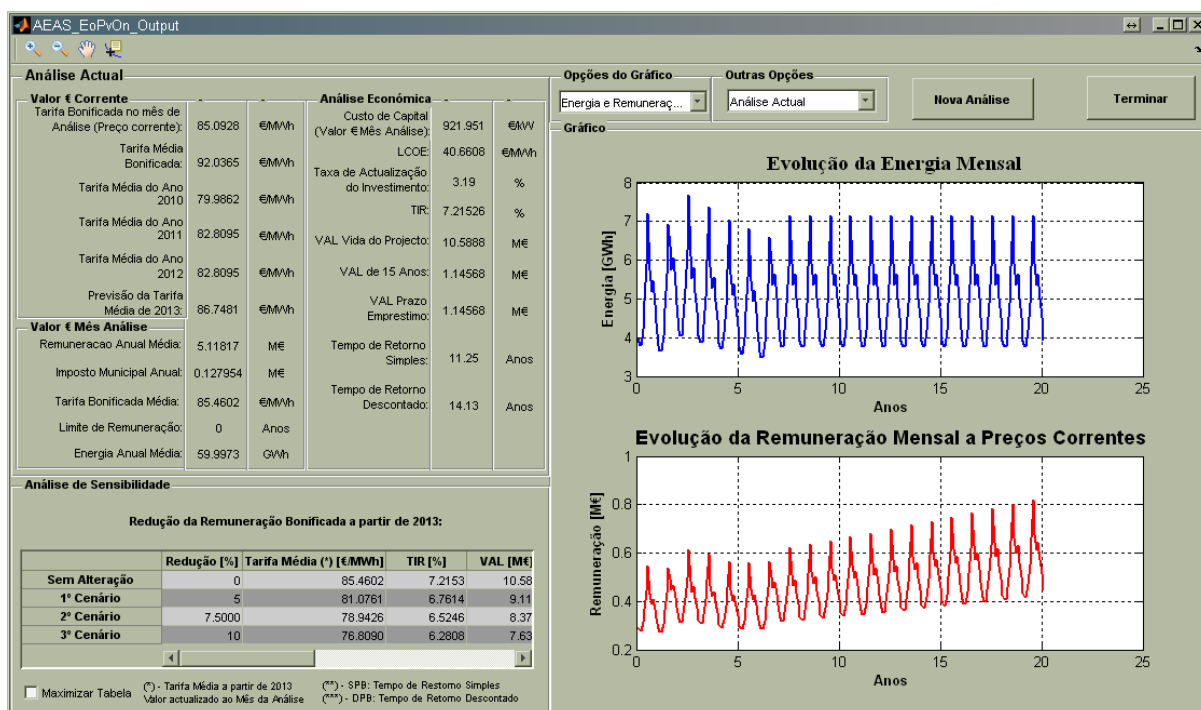


Fig. 19 – Vista Geral da Janela de Resultados (Valores de demonstração).



A metade direita da janela de resultados é reservada aos gráficos. O utilizador pode escolher entre 9 gráficos através do menu “Opções do Gráfico” (Fig. 20):

- Energia mensal produzida [GWh] e respectiva remuneração [M€] a preços correntes ao longo da vida do projecto;
- Evolução mensal da tarifa [€/MWh] a preços correntes;
- Evolução mensal da tarifa [€/MWh] a preços do mês de análise;
- Evolução anual do VAL [M€] ao longo da vida do projecto;
- Análise de Sensibilidade (quando requisitada):
  - Evolução da remuneração anual [€] a preços do mês de análise;
  - Evolução da tarifa [€/MWh] a preços corrente;
  - Evolução da tarifa [€/MWh] preços do mês de análise;
  - TIR [%] e VAL [M€];
  - Tempo de retorno do investimento descontado (DPB) [anos].

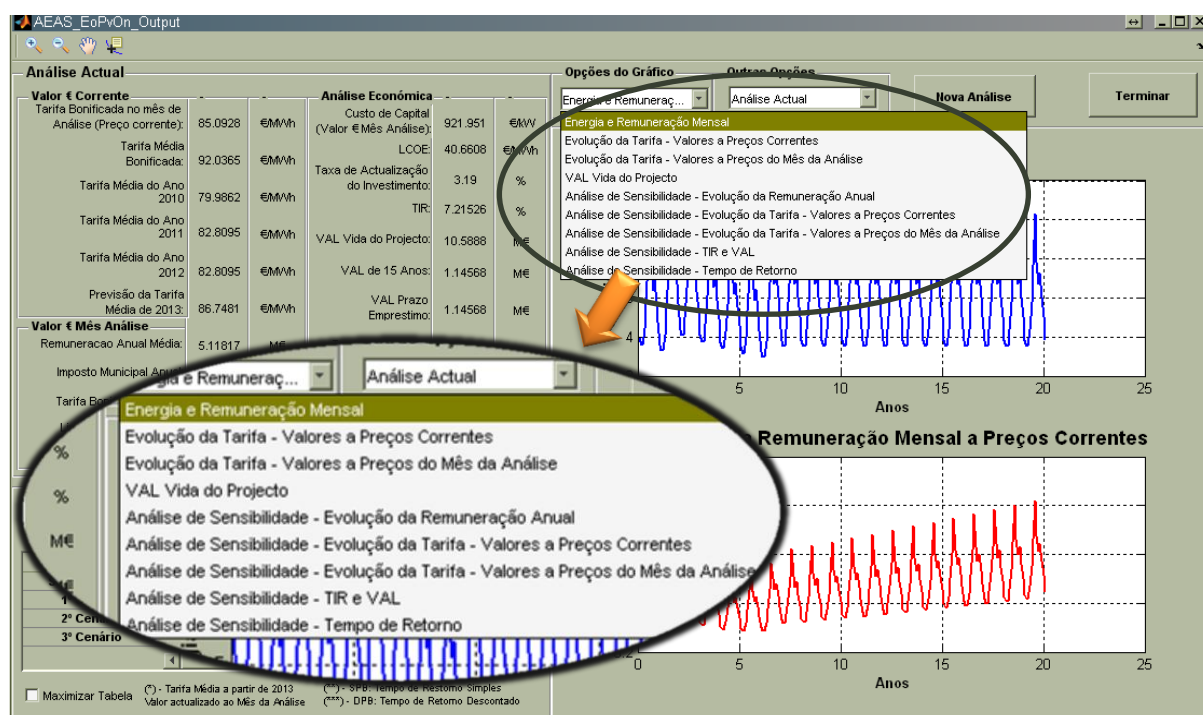


Fig. 20 – Janela de Resultados: Menu "Opções do Gráfico".

Através do menu “Outras Opções” (Fig. 21), o utilizador pode escolher entre quatro opções:

- *Análise Actual*: Opção padrão, é a janela exibida automaticamente pela ferramenta. Dá a possibilidade de escolher os gráficos correspondentes à ultima análise efectuada;
- *Produzir Mapas*: Abre uma janela interactiva que permite escolher os mapas que se pretende obter ao utilizar os parâmetros introduzidos na análise actual.
- *Tabelas – Comparação Análises*: Abre uma janela interactiva com tabelas de dados de entrada e resultados obtidos nas últimas 4 análises efectuadas na ferramenta.
- *Gráficos – Comparação Análises*: Abre uma janela interactiva com gráficos de resultados obtidos nas últimas 4 análises efectuadas na ferramenta.

No início da ferramenta o utilizador pode identificar cada análise, o nome atribuído facilitará o reconhecimento das distintas análises efectuadas na janela de resultados.

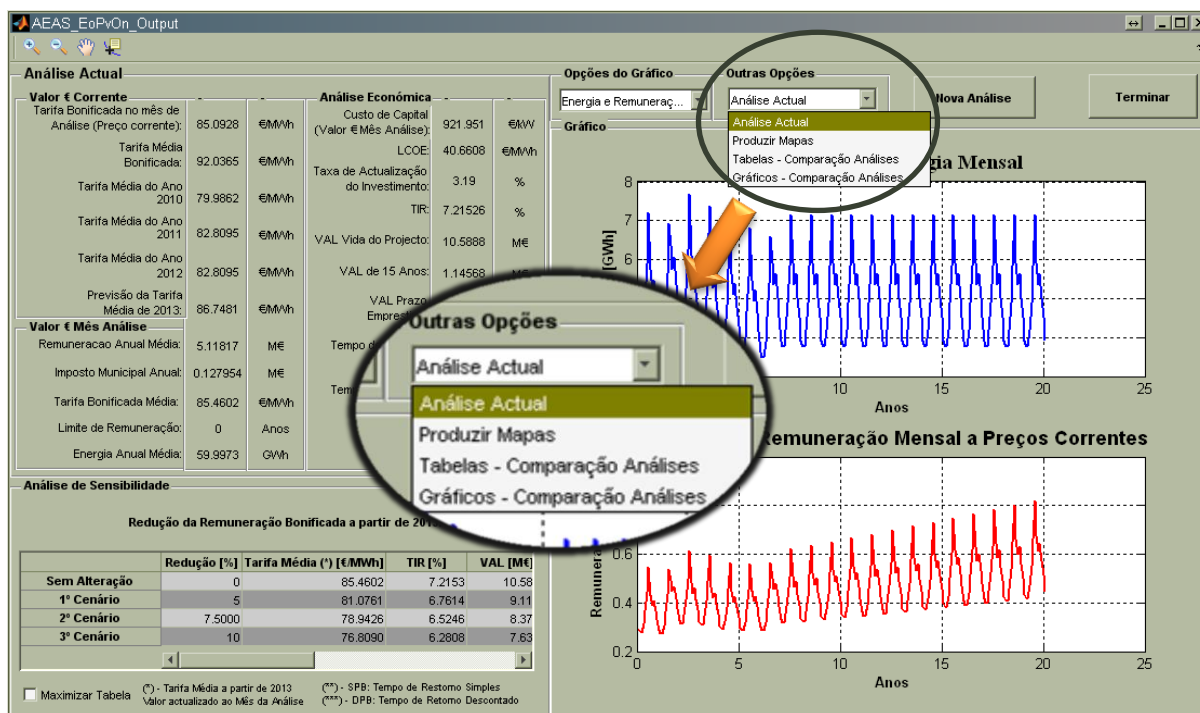


Fig. 21 – Janela de Resultados: Menu "Outras Opções".

### Janela de Resultados: Produzir Mapas

O utilizador pode gerar os mapas de indicadores económicos de Portugal Continental, com os parâmetros económico-financeiros introduzidos na análise. Ao seleccionar esta opção, surge uma janela interactiva (Fig. 22) que possibilita a escolha dos mapas que se pretende obter. Nesta janela está presente um botão “*Seleccionar Todos*”, que selecciona automaticamente todos os mapas possíveis de produzir nesta ferramenta. Também existe a possibilidade de criar mapas que são facilmente manipulados noutras ferramentas *GIS*, através da opção “*Criar Ficheiro Surfer*”. Assim, são criados ficheiros de grelhas texto com extensão “.grd”, facilmente executados pelo software *Surfer*<sup>TM</sup> e também compatíveis com o *ARCGIS*<sup>TM</sup>.

O utilizador pode ainda identificar a série de mapas criados nesta análise, ao introduzir o nome do ficheiro de mapas no canto inferior da janela.

Após a escolha de todas as opções, é necessário carregar no botão “*Desenhar Mapa(s)*” para iniciar o cálculo de todos os mapas requisitados. Esta operação poderá prolongar-se por quinze minutos ou várias horas, dependendo da capacidade do computador.

Após todos os cálculos, os mapas são impressos no ecrã através da função nativa do Matlab<sup>TM</sup> “*countourf*”, que permite uma rápida visualização dos mapas requisitados. Todos os ficheiros *mapas* criados são guardados na pasta origem da ferramenta *AEAS\_EoPv*, com os seus respectivos nomes. O processamento dos mapas estão detalhadamente definidos no capítulo 4.3 desta dissertação.

**Análise Actual**

Valor € Corrente		Análise Económica	
Tarifa Bonificada no mês de Análise (Preço corrente):	85.0928 €/MWh	Custo de Capital (Valor € Mês Análise):	921.951 €/MWh
Tarifa Média Bonificada:	92.0365 €/MWh	LCOE:	40.6608 €/MWh
Tarifa Média do Ano 2010:	79.9862 €/MWh	Taxa de Actualização do Investimento:	3.19 %
Tarifa Média do Ano 2011:	82.8095 €/MWh	TIR:	7.21526 %
Tarifa Média do Ano 2012:	82.8095 €/MWh	VAL Vida do Projecto:	10.5888 M€
Previsão da Tarifa Média de 2013:	86.7481 €/MWh	VAL de 15 Anos:	1.14568 M€
		VAL Prazo Empréstimo:	1.14568 M€
Remuneração Anual Média:	5.11817 M€	Tempo de Retorno Simples:	11.25 Anos
Imposto Municipal Anual:	0.127954 M€	Tempo de Retorno Descontado:	14.13 Anos
Tarifa Bonificada Média:	85.4602 €/MWh		
Limite de Remuneração:	0 Anos		
Energia Anual Média:	59.9973 GWh		

**Análise de Sensibilidade**

**Redução da Remuneração Bonificada a partir de 2013:**

	Redução [%]	Tarifa Média (*) [€/MWh]	TIR [%]	VAL [M€]
Sem Alteração	0	85.4602	7.2153	10.58
1º Cenário	5	81.0761	6.7614	9.11
2º Cenário	7.5000	78.9426	6.5246	8.37
3º Cenário	10	76.8090	6.2608	7.63

**Produzir Mapas**

**ATENÇÃO ESTE PROCESSO PODE DEMORAR VÁRIAS HORAS!**

Escolha os Mapas que pretende obter

- ☒ Portugal Continental
  - ☒ Remuneração Anual (\*)
  - ☒ Energia Anual
  - ☒ Tarifa Bonificada (\*)
  - ☒ LCOE
  - ☒ TIR
  - ☒ VAL Vida do Projecto
  - ☒ VAL de 15 Anos
  - ☒ Tempo de Retorno Simples
  - ☒ Tempo de Retorno Descontado
  - ☒ Mapas Análise de Sensibilidade
- ☒ Seleccionar tudo
- ☐ Criar Mapas no Matlab
- ☐ Criar ficheiros Surfer

☒ 1º Cenário ☒ 2º Cenário ☒ 3º Cenário

☒ VAL Vida do Projecto ☒ Remuneração Anual (\*)

☒ VAL de 15 Anos ☒ Tempo de Retorno Simples

☒ TIR ☒ Tempo de Retorno Descontado

☒ Tarifa Bonificada Média a partir de 2013 (\*)

Escreva o Nome (sem espaço) do ficheiro de Mapas:

(\*) - Valores actualizados ao Mês da Análise

☐ Maximizar Tabela (\*) - Tarifa Média a partir de 2013 (\*\*) - SPB: Tempo de Retorno Simples (\*\*\*) - DPB: Tempo de Retorno Descontado

Fig. 22 – Janela de Resultados: Produzir Mapas.

### **Janela de Resultados: Tabelas – Comparação Análises**

Numa perspectiva de comparar diferentes análises realizadas, a ferramenta tem a opção “*Tabelas – Comparação Análises*” (Fig. 23) que possibilita a comparação dos dados de entrada e resultados das quatro últimas análises efectuadas.

A tabela superior permite comparar os dados de entrada das últimas análises e tem um botão para maximizar a tabela, de forma a facilitar toda a leitura da mesma. A tabela inferior apresenta os resultados mais importantes das últimas quatro análises. Junto a esta janela existem quatro diferentes botões: maximizar tabela, o qual facilita a leitura da mesma, e os botões para acrescentar cada amostra/cenário da análise de sensibilidade, quando requisitada.

### **Janela de Resultados: Gráficos – Comparação Análises**

Da mesma forma, para facilitar a comparação entre análises, é possível comparar os gráficos da evolução da tarifa a preços correntes, a mesma evolução a preços do mês de análise e a evolução do VAL ao longo da vida do projecto das quatro últimas análises efectuadas (Fig. 24). É possível ainda visualizar os mesmos três tipos de gráficos dos diferentes cenários da análise de sensibilidade das mesmas quatro últimas análises.

Para visualiza-los, basta seleccionar o tipo de gráfico que se pretende observar através do menu “*Opções do Gráfico*”. De seguida, é necessário seleccionar a análise pretendida, sendo possível visualizar todas as opções num mesmo gráfico. Este tipo de visualização não é recomendado, visto tornar confusa a identificação das análises. Nesta secção da ferramenta é essencial a identificação de cada análise, para evitar deficientes interpretações de gráficos.

Na análise de sensibilidade apenas é possível comparar cenários iguais entre as quatro últimas análises. Evita-se assim comparar cenários diferentes e eventuais erros de interpretação de gráficos deste tipo de análise.

### **Janela de Resultados: Botões de finalização**

Por fim existem dois últimos botões que permitem finalizar a análise de formas distintas. O primeiro botão tem o nome “*Nova Análise*”, permite ao utilizador efectuar outra análise e modificar na janela de entrada o que pretenda, sem perder valores introduzidos anteriormente.

No fim, quando o utilizador deseja terminar o seu trabalho e desligar a ferramenta, basta carregar no botão “*Terminar*”, esta é imediatamente encerrada. Todos os dados inseridos na última análise são guardados na memória da ferramenta, assim na próxima execução, estes dados estarão automaticamente apresentados na janela inicial.

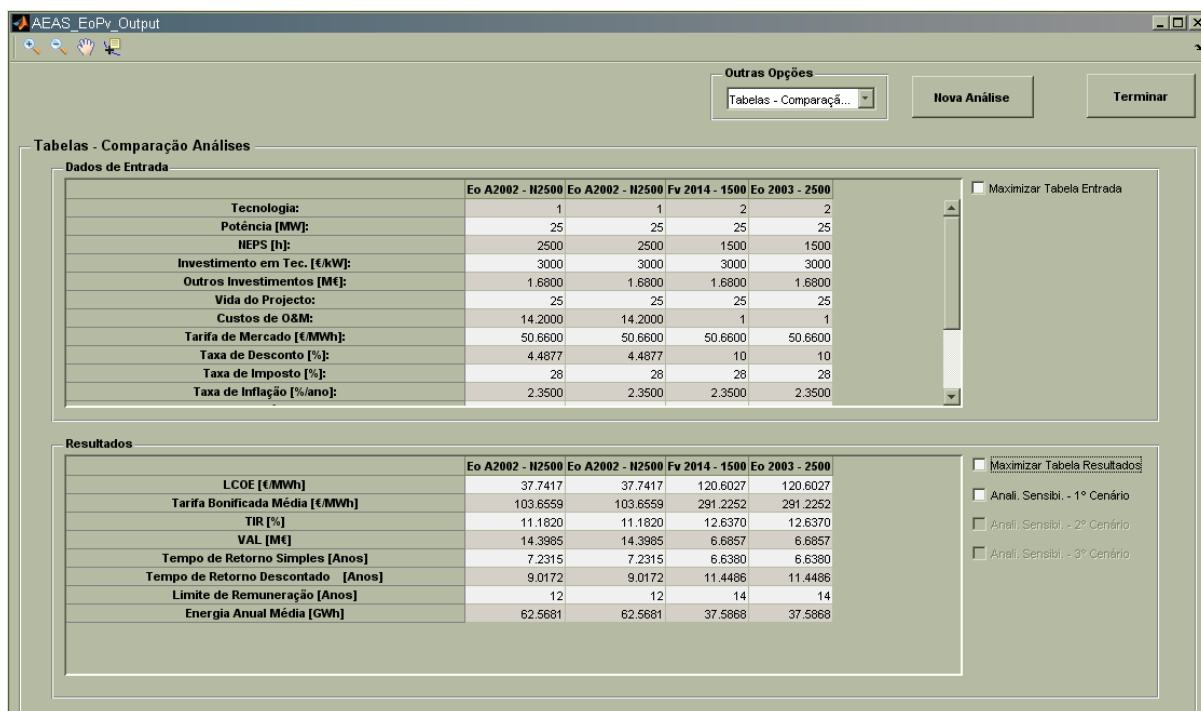


Fig. 23 – Janela de Resultados. Tabelas de Comparação entre Análises.

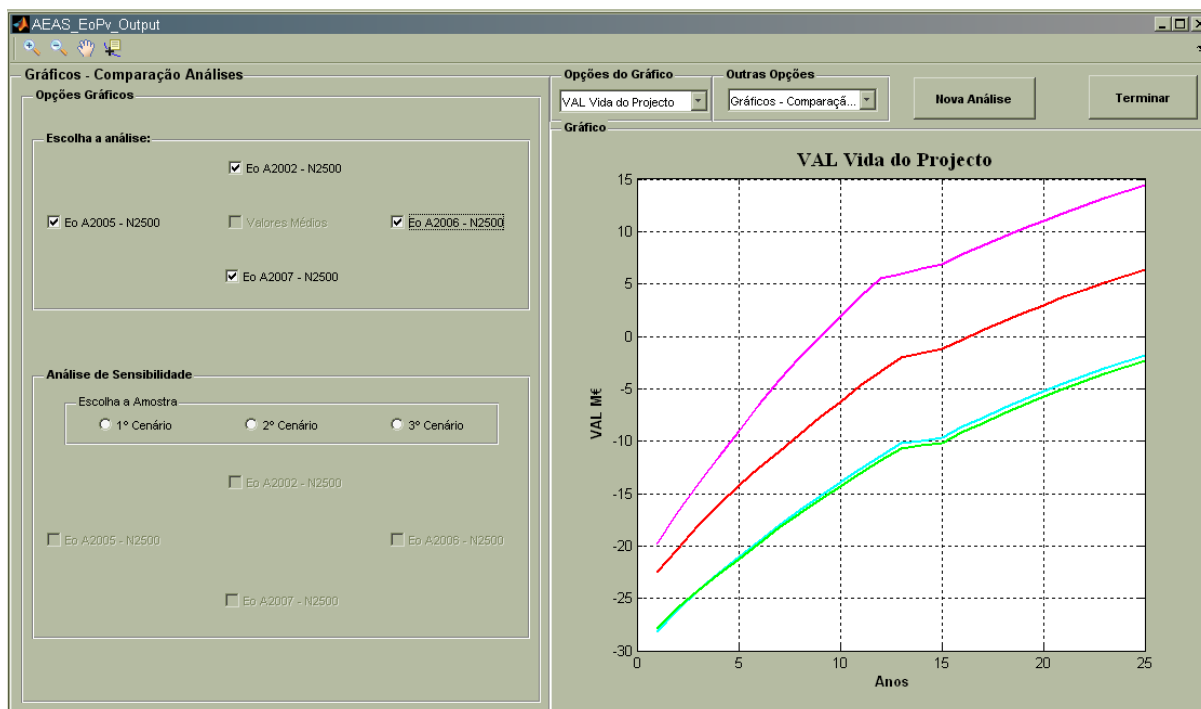


Fig. 24 – Janela de Resultados: Gráficos - Comparação Análises.

### 4.3 Caracterização espacial de parâmetros económicos

A ferramenta actualmente desenvolvida permite efectuar uma análise espacial da avaliação económica (LCOE, VAL, TIR, DPB, SPB) de Portugal Continental. Para tal é necessário recorrer ao atlas de potencial do recurso renovável como base de distribuição espacial.

O atlas de referência fornece à ferramenta a informação espacial do número de horas anuais em funcionamento à potência nominal (NEPS) do conversor de energia e a respectiva coordenada de cada ponto do mapa de Portugal Continental.

Quando requisitado a produção dos mapas económicos, a ferramenta selecciona o atlas correspondente à tecnologia identificada pelo utilizador na janela inicial. O mapa seleccionado serve como base de referência da distribuição espacial do recurso, assim, a análise espacial é efectuada através do cálculo da avaliação económica para cada valor de NEPS presente na grelha/matriz original. Cada ponto representa uma área com dimensões 500 x 500 metros, onde é instalado dispositivo(s) com potência nominal seleccionada no início da ferramenta.

A energia anual produzida por este(s) dispositivo(s) é calculada para cada ponto do mapa, através da equação (3.9), tal como representado na Fig. 25. Através da energia anual produzida e dos dados de entrada introduzidos pelo utilizador, são efectuados os cálculos económicos.

Os valores resultantes são guardados nas coordenadas de cada ponto de origem em diferentes grelhas/matriz, cada uma com um tipo de avaliação económica. As grelhas resultantes são impressas como mapas de contorno através da função nativa do Matlab™ “*contourf*”, e guardadas como ficheiros grelhas compatíveis com os softwares *Surfer*™ e *ArcGIS*™.

Estes atlas têm o formato (coordenadas e dimensão) do mapa original, e ilustram a análise espacial da avaliação económica de um dispositivo de conversão de energia renovável, instalado em cada célula da grelha original, com os parâmetros económico-financeiros introduzidos no início da ferramenta e com a potência nominal correspondente ao dispositivo seleccionado.

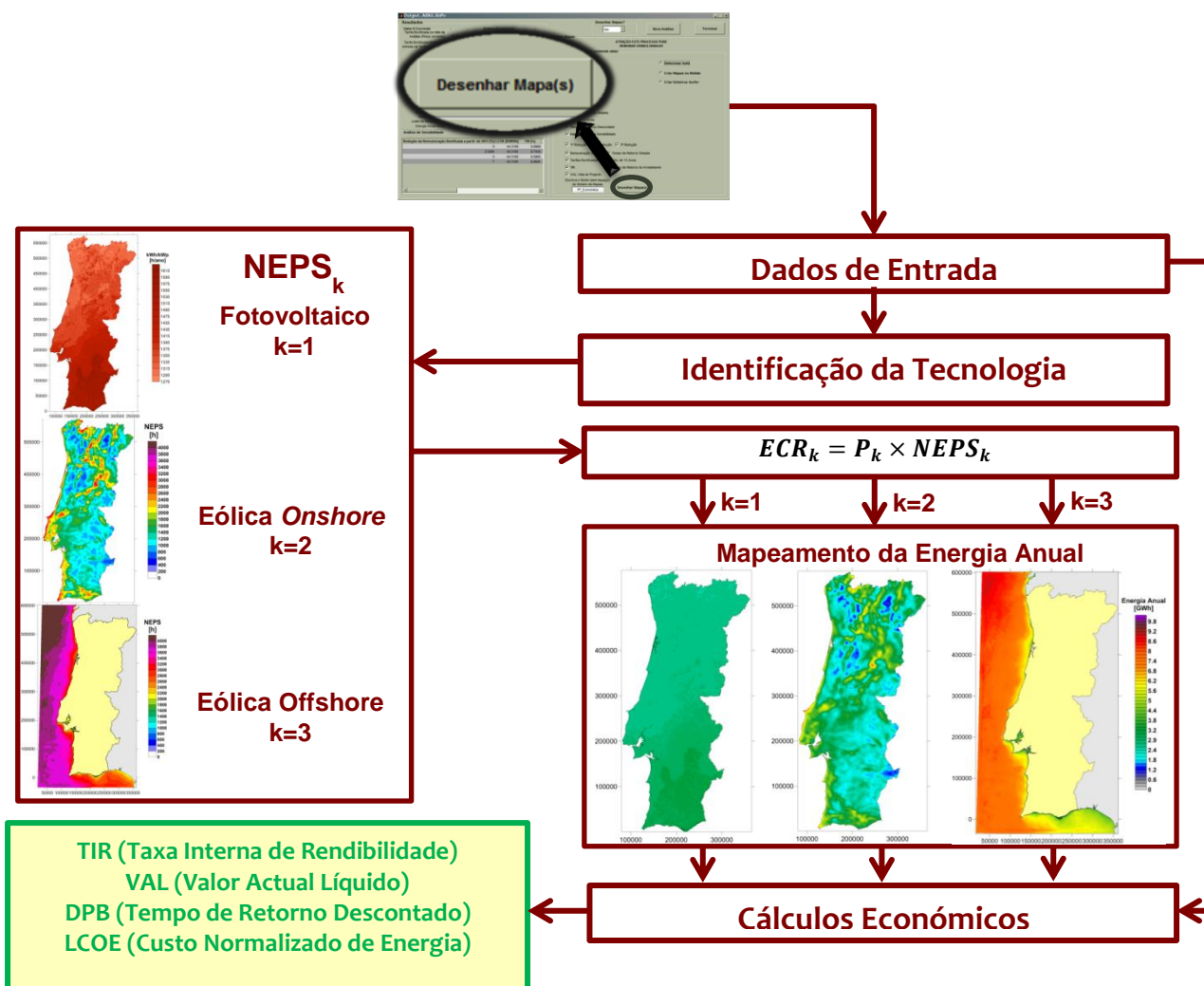


Fig. 25 – Organograma representativo da metodologia de cálculo da análise espacial da avaliação económica.

Na presente dissertação, nos mapeamentos de avaliação económica de eólica *onshore* e *offshore*, utiliza-se apenas a turbina *Vestas V80*, numa perspectiva de comparação entre distintas fontes tal como a fotovoltaica, onde também será utilizado, em cada célula do mapa, dispositivos com potência nominal de 2 megawatts. Assim torna-se possível a comparação económica das tecnologias de distintas fontes renováveis.

## 5. Casos de estudo – avaliação económica e análise de sensibilidade

A ferramenta desenvolvida permite diferentes abordagens de estudo na avaliação económica de centrais eólicas e fotovoltaicas. Efectuaram-se diferentes estudos em centrais típicas, com características médias próximas da realidade, utilizando as regras de remuneração impostos pela legislação e respeitando-se as condições económico-financeiras presentes em cada ano. Os valores utilizados em todas as análises e abordagens foram corrigidos a preços de Junho de 2012, assim evitaram-se erros de interpretação de preços devido à inflação e possibilitou-se a comparação de resultados económicos de centrais que iniciaram a sua produção em anos distintos.

Numa primeira abordagem foi efectuada uma análise às tarifas impostas por cada peça de legislação (Decreto-Lei). Executaram-se estudos distintos para cada tecnologia, com o objectivo de analisar a evolução das tarifas ao longo dos anos e obter dados que posteriormente ajudaram na interpretação dos resultados económicos.

De seguida foi efectuada uma análise temporal de centrais eólicas *onshore* e fotovoltaicas, onde se variou o ano de início de produção da central. Este estudo teve como objectivo analisar o verdadeiro impacto das condições económico-financeiros presentes em cada ano e, principalmente, a influência das regras de remuneração de diferentes legislações nos resultados económicos das centrais.

Após o estudo temporal, foi realizada a avaliação económica de centrais fotovoltaicas com início de produção a partir de 2013, em distintos futuros cenários de evolução económica. Realizou-se uma análise de sensibilidade à taxa de desconto, de modo a simular cenários de evolução económica estável, média e de crise. Posteriormente executou-se uma análise de sensibilidade ao reduzir a remuneração a partir de 2013 de centrais eólicas e fotovoltaicas, com o objectivo de estudar o comportamento económico destas centrais em futuras decisões políticas de redução da tarifa bonificada.

Foi também realizada a análise de sensibilidade à tarifa bonificada de centrais eólicas *offshore*, numa óptica de identificação da tarifa adequada para que estas centrais tenham resultados de avaliação económica positivos, nos distintos cenários de evolução económica.

Finalmente foi obtido o mapeamento de custos de produção das tecnologias estudadas, todas com início em Junho de 2013. Obteve-se o mapeamento de custo normalizado de energia (LCOE) para estas tecnologias numa perspectiva comparativa.



## 5.1 Características da central típica

Neste capítulo são identificadas as características típicas de centrais Eólicas *Onshore*, *Offshore* (fixas e flutuantes) e Solar Fotovoltaicas, necessárias para os cálculos de avaliação económica e análise de sensibilidade. Estas características diferem consoante a tecnologia, no entanto numa perspectiva de compará-las, verifica-se que alguns destes parâmetros são comuns, tais como:

- Potência nominal da central: 26MW;
  - Centrais Eólicas: 13 turbinas *Vestas V80* (2MW);
- Vida do Projecto: 25 anos;
- Mês Início do Projecto: Junho;
- Potencial local do recurso (quando não variável):
  - Eólica *Onshore*: 2500 h;
  - Eólica *Offshore* fixa: 3000 h;
  - Eólica *Offshore* flutuante: 3300 h;
  - Solar Fotovoltaica: 1500 kWh/kWp;
- Índice de Eolicidade: Valor constante 1.
- Sazonalidade – Padrão anual presente em toda a vida do projecto:
  - Eólica *Onshore*: Sazonalidade do ano de 2011 (DGEG, 2012a);
  - Solar Fotovoltaica: Sazonalidade presente na zona do Alentejo (DGEG, 2012a);
- Degradação da Produção: 0%/ano;
- Taxa de Inflação:
  - Anos anteriores a 2013: Valores reais do IPC (INE, 2012);
  - A partir de 2013 – Taxa anual fixa: 2.35 %;
- Taxa de Desconto ou Taxa de Actualização do Investimento:
  - Toma o valor da média mensal da Taxa de Rendibilidade das Obrigações de Tesouro, Fig. 11, correspondente ao mês e ano de início de produção da central renovável, (Banco de Portugal, 2012). Para centrais que iniciaram a sua produção a partir do mês de Janeiro de 2013, esta taxa toma o valor fixo de 7.5%, quando não referido o seu valor;
- Tarifa de Mercado: 50.35 €/MWh (MIBEL, 2012);
- Tarifa Eólica *Offshore*: 164 €/MWh – Tarifa do primeiro mês de remuneração, a preços corrente. Valor equivalente à remuneração de centrais eólicas flutuantes de demonstração, ao abrigo da Portaria n.º 286/2011 do Decreto-Lei n.º 225/2007.
- Empréstimo: 70% do Investimento inicial total;
- Prazo de Empréstimo: 15 anos;
- Taxa de Juro: Toma o valor da taxa de juro correspondente ao ano de início de produção da central renovável, (PORDATA, 2012).

### Custos de Capital Médio

Os custos de capital são valores médios, definidos no capítulo 4.1, que não incluem custos de ligação à rede pública nem de terreno. Os custos de centrais eólicas que iniciaram a sua produção nos anos entre 2003 e 2011 foram definidos pelos valores médios de custo unitário da Tabela 6. Nos anos anteriores a este período utilizaram-se os valores obtidos através da Equação (4.1) e nos anos posteriores utilizou-se o valor registado em 2011. Neste estudo, todos os custos de capital foram corrigidos pelo IPC para preços do mês de Junho de 2012, assim as importâncias mencionadas na Tabela 6 e na equação (4.1) tomaram os valores apresentados na Fig. 26.

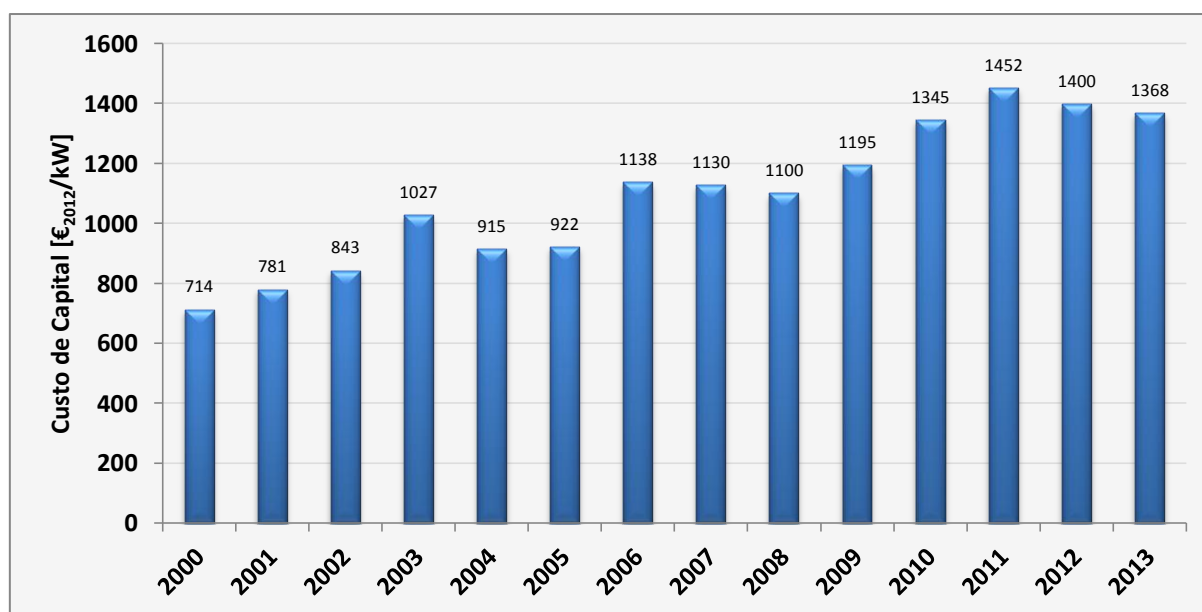


Fig. 26 – Custo Médio de Capital, valores a preços do mês de Junho de 2012.  
Central Eólica Onshore.

Os custos de centrais fotovoltaicas que iniciaram a sua produção nos anos anteriores a 2000 foram definidos pela Equação (4.2). Os custos de capital de centrais com início no período entre 2000 e 2020 foram definidos pelos valores presentes na Fig. 15. Assim, tal como as centrais eólicas, também estes encontram-se a preços de Junho de 2012, tomando a importância representada na Fig. 27.

Os custos de capital médio para centrais eólicas *offshore* foram baseados no artigo de GL Garrad Hassan (GL Garrad Hassan, 2011). Estes montantes são fixos independentemente do ano de início de produção. As centrais flutuantes ainda encontram-se numa fase protótipo, portanto os seus custos de capital actual são muito superiores aos comerciais. Nesta dissertação foi assumido um custo de capital médio numa fase comercial com o valor de 4000 €/kW.

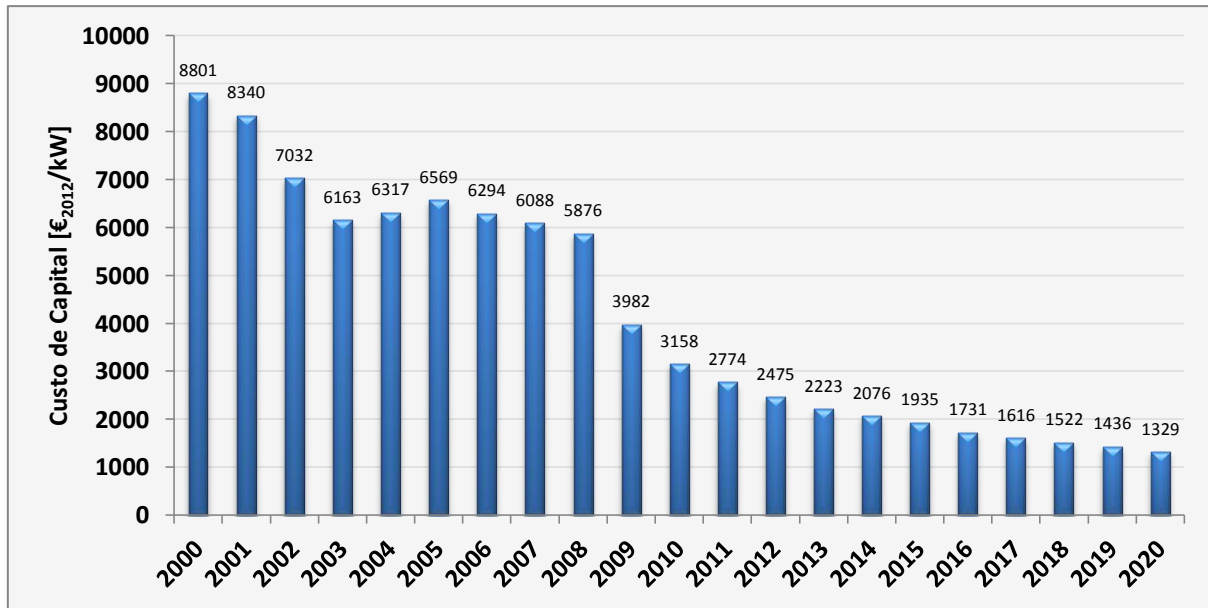


Fig. 27 – Custo Médio de Capital, valores a preços do mês de Junho de 2012.  
Central Solar Fotovoltaica.

### Outros Custos

Este tipo de custos representam os custos de ligação à rede pública e de terreno, os quais mantêm-se fixos, visto serem independentes do ano de início de produção da central renovável, tal como descrito no capítulo 4.1. Para simplificar a comparação entre centrais eólicas *onshore* e fotovoltaicas, neste estudo estes custos são comuns entre ambas as tecnologias, visto partilharem as mesmas características técnicas (potência e área ocupada aproximada), necessitando de custos de ligação à rede e de terrenos semelhantes.

Estes custos correspondem a 5% do custo médio da turbina (1400 €/kW) numa central eólica de 26MW de potência instalada, como definido na equação (5.1).

$$OutrosCustos_{Eo\_Fv} = \frac{0.05 \times 1400 \times 26000}{1 \times 10^6} = 1.82 [M€] \quad (5.1)$$

Não se aplicaram outros custos para as tecnologias eólicas *offshore*, visto estes estarem totalmente contabilizados no custo de capital.

### Custos de Operação e Manutenção (O&M)

Os custos de O&M de centrais eólicas *onshore* foram baseados nos relatórios da *IEA Wind*, (IEA Wind, 2011). Para estas centrais assumiram-se custos de O&M iguais ao limite superior do custo médio de toda a vida das turbinas no caso dinamarquês, 13.4 €/MWh de energia produzida. Este valor encontra-se a preços de 2010, assim, foi corrigido para preços de 2012, tomando o valor de 14.2 €/MWh. Nas centrais *offshore* os custos de O&M foram baseados no artigo de GL Garrad Hassan (GL Garrad Hassan, 2011), onde foi definido o custo anual médio de operação e manutenção de turbinas eólicas *offshore*, num montante de 150000 € por turbina por ano.

Para as centrais fotovoltaicas assumiram-se os custos anuais de O&M correspondentes a 1% do investimento total inicial (*Custos de Capital Médio + Outros Custos*).

### Imposto

Segundo o Código de Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (IRC) (Portal das Finanças, 2012), a taxa de IRC sobre rendimentos entre 1,5 a 10 milhões de euros é de 28%, para rendimentos superiores a este intervalo o IRC tem o valor de 30%.

Nas análises efectuadas, as centrais eólicas *onshore* e solar fotovoltaicas obtiveram rendimentos anuais inferiores a 10 milhões de euros, devido às suas dimensões, assim a taxa de IRC para essas centrais tem o valor de 28%. Nestas mesmas análises, as centrais eólicas *offshore* obtiveram rendimentos anuais superiores a 10 milhões de euros, assim a taxa de IRC para estas centrais tem o valor de 30%.

### Resumo das características específicas de cada tecnologia

A Tabela 11 resume as características distintas de cada tipo de central renovável estudada nesta dissertação.

Tabela 11 – Características específicas para cada tecnologia.

	Custos de Capital Médio [€/kW]	Outros Custos [M€]	O&M	Imposto IRC – [%]
Eólica <i>Onshore</i>	Variável: Fig. 26	1.82 (fixo)	13.4 €/MWh (€ <sub>2010</sub> ) 14.2 €/MWh (€ <sub>2012</sub> )	28
Solar Fotovoltaica	Variável: Fig. 27	1.82 (fixo)	1%	28
Eólica <i>Offshore</i> Fixa	3315 (GL Garrad Hassan, 2011)	N/A	150k€/turbina/ano (GL Garrad Hassan, 2011)	30
Eólica <i>Offshore</i> Flutuante	4000	N/A	150k€/turbina/ano (GL Garrad Hassan, 2011)	30

## 5.2 Resultados – Análise de Tarifas

Habitualmente a regra de remuneração de uma central é actualizada quando surge um novo decreto-lei que revê (normalmente aumentando) o montante da tarifa bonificada. Nesta secção da dissertação foi analisado a evolução da tarifa desta abordagem e também analisou-se a evolução da tarifa dos decretos-lei descritos no capítulo 2.2, de forma a facilitar posteriores interpretações de resultados económicos.

Como anteriormente descrito, o Decreto-Lei n.º 168/99 não atribui uma remuneração diferenciada por tecnologia. Assim, na Fig. 28 é possível observar a evolução da tarifa de uma central eólica ou fotovoltaica, com início de produção em Junho de 2000, que não optou por actualizar a sua regra de remuneração. Nas tarifas de todos as legislações analisadas, os valores intra-anuais das tarifas variam consoante a disponibilidade/sazonalidade do recurso renovável. Nas tarifas representadas a valores correntes são visíveis flutuações anuais provocadas pela variação do IPC ao longo dos anos. Esta variação não provoca flutuações na evolução das tarifas representadas a preços do mês de análise.

No DL 168/99 e 339-C/2001 o limite de remuneração bonificada é até ao 12º ano de produção da central renovável. A partir deste período, as centrais são remuneradas pela tarifa de mercado, tal se visualiza em todas os gráficos de tarifas de centrais regidas por estas duas legislações.

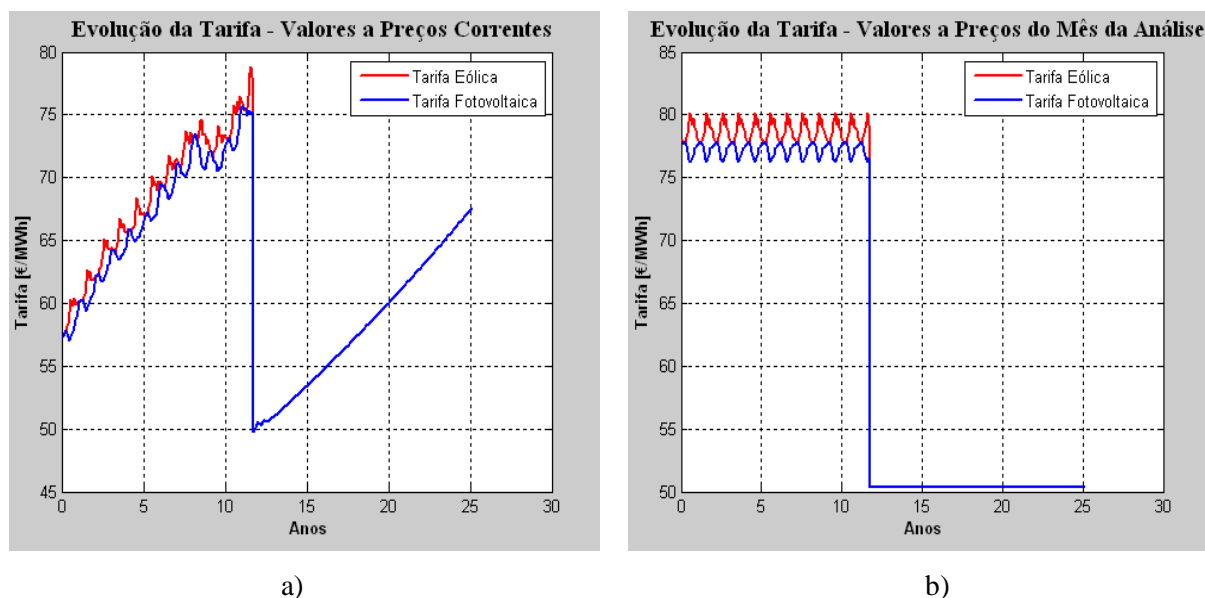


Fig. 28 – Evolução da Tarifa DL 168/99. Central Eólica e Fotovoltaica com início de produção em Junho de 2000. a) Tarifas a preços correntes. b) Tarifas a preços de Junho de 2012.

A tarifa eólica analisada na Fig. 28 é superior à tarifa fotovoltaica devido ao diferente NEPS considerado para cada tecnologia. Assim, o resultado da equação (2.6) no cálculo da remuneração mensal varia entre a eólica *onshore* e a solar fotovoltaica.

Todas as legislações posteriores ao DL 168/99 atribuem uma remuneração diferenciada por tecnologia. Portanto, a evolução das tarifas foi analisada separadamente para cada tecnologia.

### 5.2.1 Central Eólica *Onshore*

#### Decreto-Lei n.º 339-C/2001

Uma central eólica que iniciou a sua produção no ano 2000 encontra-se ao abrigo do Decreto-Lei n.º 168/99. Ao seguir a regra habitual de remuneração, esta central passa a ser regida pelo Decreto-Lei n.º 339-C/2001, visto que este prevê a aplicação de uma tarifa superior ao diploma anterior. Centrais eólicas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 33-A/2005 e posteriormente ao abrigo do Decreto-Lei n.º 225/2007, têm uma tarifa menor quando comparadas com centrais ao abrigo do Decreto-lei n.º 339-C/2001. Assim, centrais regidas pelo diploma de 2001 são remuneradas pelas regras desta legislação até ao fim do projecto, onde a remuneração bonificada tem um limite de 12 anos, tal como demonstrado na Fig. 29.

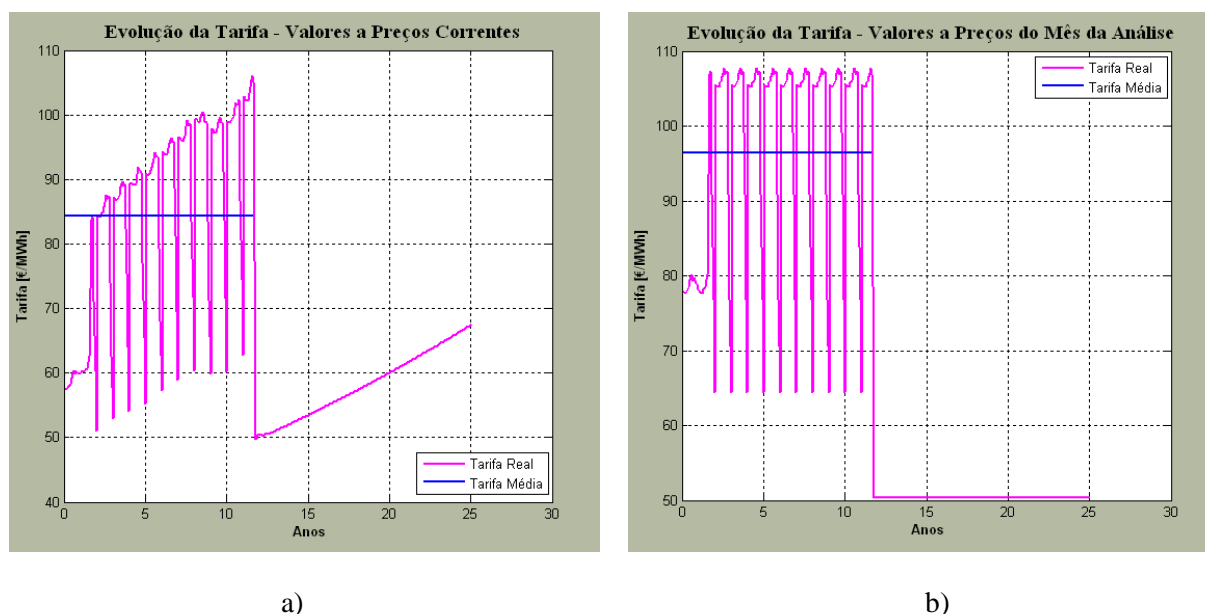


Fig. 29 – Evolução da Tarifa (DL 168/99 e 339-C/2001). Central Eólica *Onshore* com início de Produção em Junho de 2000. a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.

O Decreto-Lei n.º 339-C/2001 tem a particularidade de atribuir diferentes valores ao parâmetro  $Z$  em função do número de horas em funcionamento das centrais eólicas. Numa óptica de estudo desta particularidade, foi analisada a tarifa da energia produzida por uma central no mês de Junho de 2002. Fez-se variar os números de horas anuais em funcionamento (Tabela 12) conforme os intervalos da Tabela 3 do capítulo 2.2.

Através da Tabela 12 foi possível distinguir os intervalos de tarifas impostas por este diploma. Quanto maior o número de horas em funcionamento, menor é a tarifa da energia produzida. A partir deste facto pôde-se partir do pressuposto que uma central localizada num local de grande potencial irá, ao longo do ano, produzir energia a preços cada vez mais reduzidos.

Tabela 12 – Tarifas Decreto-Lei n.º 339-C/2001.

Número de horas anuais em funcionamento	Z	Tarifas <sup>(*)</sup> [€/MWh]	
		Corrente <sup>(**)</sup>	Constante <sup>(***)</sup>
[0 – 2000[	1,70	84	107
[2000 – 2200[	1,30	71	91
[2200 – 2400[	0,95	61	77
[2400 – 2600[	0,65	51	66
≥ 2600	0,40	44	56

(\*) – Tarifas aproximadas, variam ligeiramente conforme o IPC do mês analisado e respectiva energia produzida.  
(\*\*) – Montante a preços de Junho de 2002.  
(\*\*\*) – Montante corrigido a preços de Junho de 2012.

A evolução da tarifa varia conforme o número de horas equivalentes em funcionamento à potência nominal do local onde se encontra a central eólica, visto que o número de horas anuais em funcionamento varia conforme o NEPS local. Para analisar este fenómeno, foi efectuado o estudo da evolução da tarifa da central típica, com início de produção em Junho de 2002, localizada em seis zonas distintas de Portugal Continental, cada uma com o seu respectivo NEPS. A evolução das tarifas a preços corrente e a preços de Junho de 2012 encontram-se disponível para consulta no Anexo IV desta dissertação (Fig. 70 à Fig. 75).

A Fig. 30 compara as médias das tarifas analisadas a preços de Junho de 2012. Foi assim possível verificar que quanto maior o NEPS do local onde se encontra a central eólica, menor é a média da tarifa bonificada. Assim, uma central localizada num ponto com grande potencial, tem um maior número de horas anuais em funcionamento, logo produz energia remunerada a preços cada vez mais reduzidos ao longo do ano, desvalorizando parte desta energia.

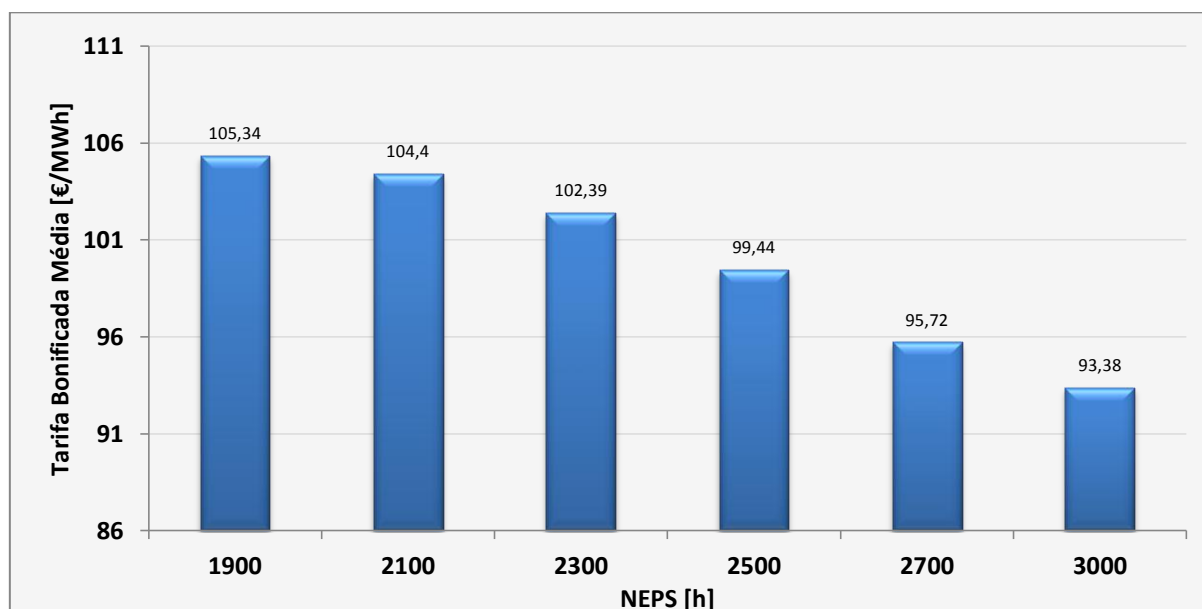


Fig. 30 – Central Eólica *Onshore*. Comparação do valor médio das tarifas bonificadas de centrais com distintos NEPS, reguladas pelo DL 339-C/2001. Tarifas a preços de Junho de 2012.

**Decreto-Lei n.º 33-A/2005 e 225/2007**

Como constatado no capítulo 2.2, não existem diferenças do parâmetro  $Z$  no cálculo da remuneração entre os DL 33-A/2005 e 225/2007 para centrais eólicas e fotovoltaicas. O montante das tarifas definidas por ambos os diplomas é igual. Assim, a regra de remuneração de uma central ao abrigo do DL 33-A/2005 é automaticamente actualizada pelo DL 225/2007. Quando este entra em vigor, tal como representado na Fig. 31, é possível observar a evolução da tarifa de uma central eólica com início de produção em Junho de 2005. Como descrito no capítulo 4.2.1, as centrais eólicas regidas pelo DL 33-A/2005 e pelo 225/2007 têm o limite de remuneração bonificada calculada pela equação (4.3). Assim, os limites de remuneração bonificada das centrais eólicas estudadas são de 13.2 anos, tal como observado em todos os gráficos de tarifas destas centrais.

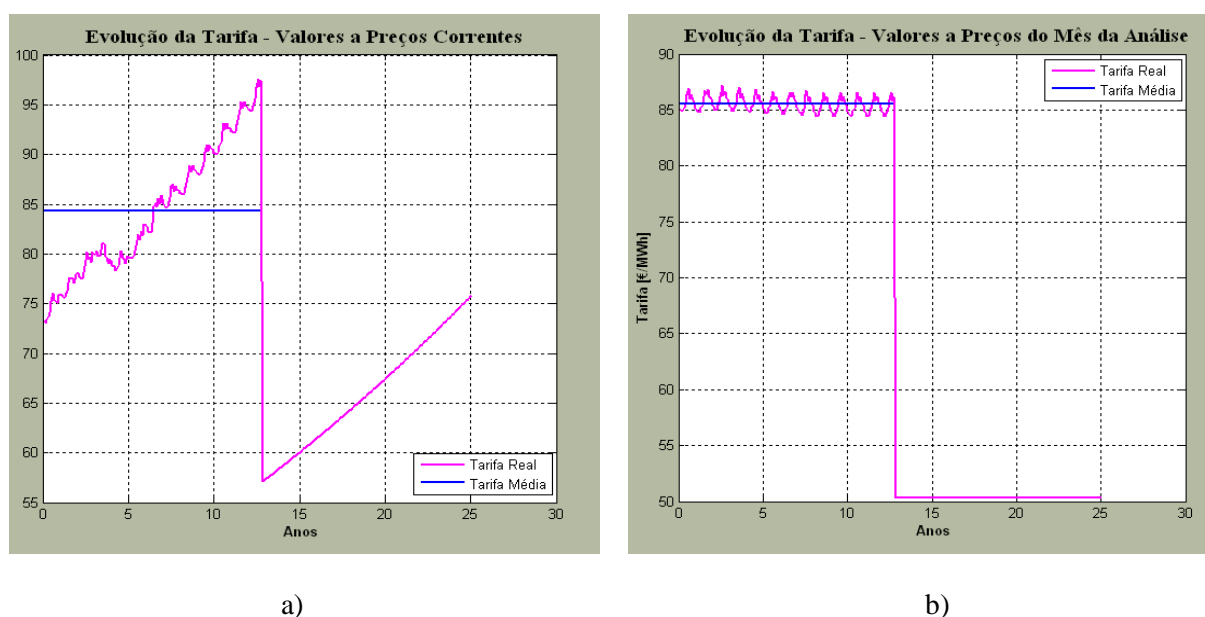


Fig. 31 – Evolução da Tarifa (DL 33-A/2005 e 225/2007). Central Eólica com início de produção em Junho de 2005. a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.

Os DL 33-A/2005 e 225/2007 não possuem uma particularidade tão evidente como a variação da tarifa do DL 339-C/2001, dependente do número de horas em funcionamento. Contudo, estas também contêm uma pequena, todavia importante particularidade que pode influenciar os resultados económicos.

Ao contrário dos DL 168/99 e 339-C/2001, que possuem um momento fixo para o  $IPC_{ref}$  no mês de Dezembro de 1998, os DL 33-A/2005 e 225/2007 fixam este parâmetro no mês anterior ao início de produção da central renovável. Assim, os cálculos das remunerações mensais têm como referência o mês anterior ao início de produção da central.

Seja qual for o ano ou mês de início, o montante da remuneração do primeiro mês de produção é igual para todas as centrais, visto que o  $IPC_{ref}$  e  $IPC_{m-1}$  da equação (2.10) têm o mesmo valor, obtendo-se assim valor 1 para este quociente. Estas centrais são remuneradas pela mesma tarifa corrente, sofrendo



apenas pequenos desvios devido à diferente evolução da inflação ao longo das suas vidas. Independentemente do ano de início de produção, a energia produzida pelas centrais têm a mesma tarifa corrente, desprezando-se assim a evolução da inflação e o valor real da moeda.

Numa perspectiva de demonstrar este aspecto, foi efectuado um estudo ao variar o ano de início de produção da central típica entre 2005 e 2013. Através da Fig. 32 são comparadas as tarifas (em valores correntes) analisadas num mesmo gráfico. Observou-se que, independentemente do ano de início de produção da central renovável, as tarifas correntes têm valores semelhantes, variando apenas devido a pequenas flutuações na evolução da inflação e sazonalidade do recurso.

Na Fig. 32 foram comparados os valores das tarifas a preços correntes em diferentes anos, logo não tem em conta os efeitos de inflação e o valor real da moeda. Assim, na Fig. 33 foi analisada a evolução das médias das mesmas tarifas, com valores corrigidos para um mesmo momento (Junho de 2012), o que possibilita comparar o real valor destas tarifas.

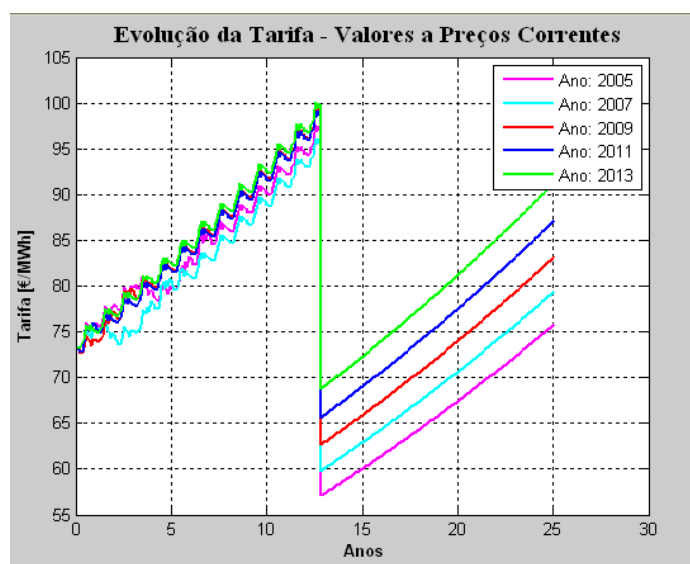


Fig. 32 – Comparação de tarifas (DL 33-A/2005 e 225/2007) de centrais com início de produção em anos entre 2005 e 2013. Tarifas a preços correntes.

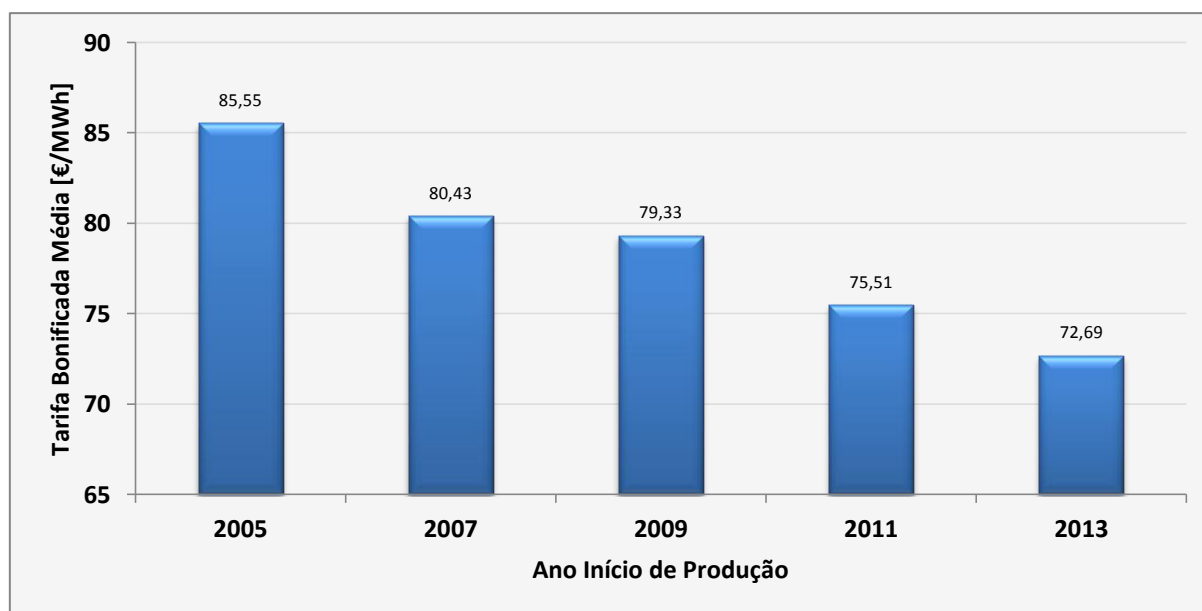


Fig. 33 – Comparação de tarifas médias (DL 33-A/2005 e 225/2007) de centrais eólicas com início de produção em anos entre 2005 e 2013. Tarifas a preços de Junho de 2012.

Ao fixar o momento de referência para o cálculo da remuneração mensal,  $IPC_{ref}$ , no mês anterior ao início de produção da central renovável, a tarifa corrente é semelhante para todas as centrais eólicas, sofrendo flutuações devido à evolução do IPC no decorrer dos anos, tal como observado na Fig. 32. Visto que a moeda sofre efeitos de inflação, as tarifas correntes têm diferentes valores monetários. Para se perceber esta diferença foram corrigidas todas as tarifas para um mesmo momento (Junho de 2012), onde foi possível observar-se os valores das suas médias (Fig. 33). Constatou-se que no decorrer dos anos, as tarifas perdem valor monetário, o que pode provocar piores resultados económicos para centrais mais recentes e anular futuros investimentos.

## 5.2.2 Central Solar Fotovoltaica

### Decreto-Lei n.º 339-C/2001

Uma central fotovoltaica com início em Junho de 2002 encontra-se ao abrigo do Decreto-Lei n.º 339-C/2001. Este actualiza a regra de cálculo da sua remuneração quando surgem os Decreto-Lei n.º 33-A/2005 e 225/2007. Estas legislações definem maior parâmetro  $Z$  no cálculo da remuneração para esta tecnologia, elevando assim o montante remunerado pela energia mensal produzida, tal como demonstrado na Fig. 34. Como descrito no capítulo 4.2.1, as centrais fotovoltaicas regidas pelo DL 33-A/2005 e pelo 225/2007 têm o limite de remuneração bonificada calculada pela equação (4.4). Assim, os limites de remuneração bonifica das centrais fotovoltaicas estudadas são de 14 anos, tal como observado em todos os gráficos de tarifas destas centrais.

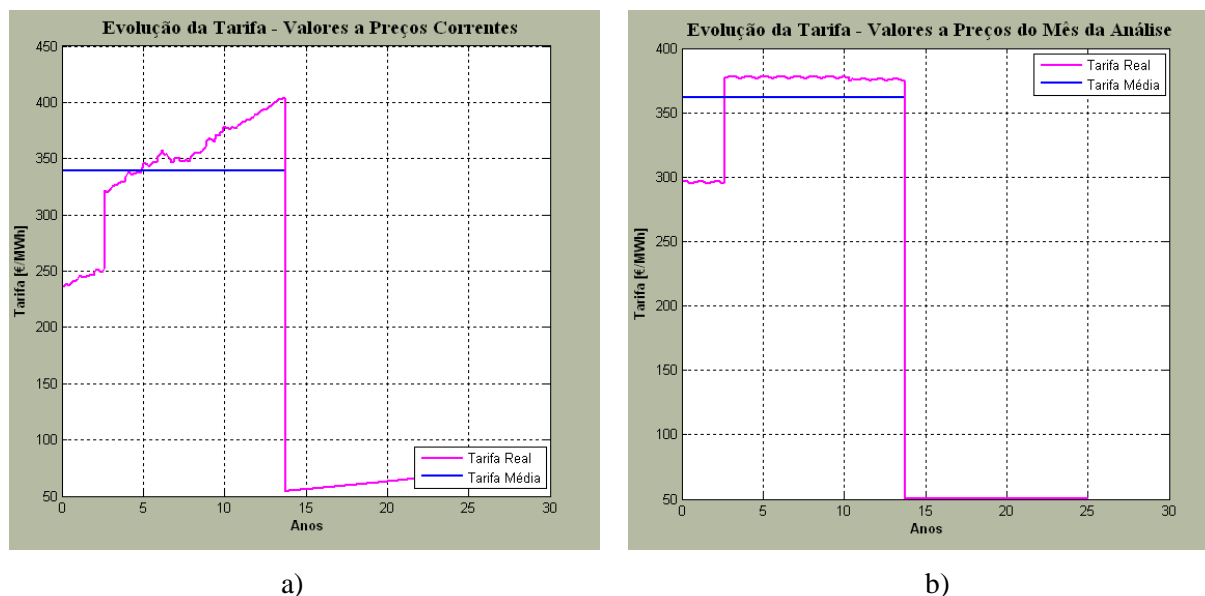


Fig. 34 – Evolução da Tarifa (DL 339-C/2001, 33-A/2005 e 225/2007). Central Fotovoltaica com início de Produção em Junho de 2002. a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.

Na Fig. 34, no terceiro ano (2005), é perceptível a actualização da tarifa pela entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005. Caso esta central não opte por actualizar as suas regras de remuneração, mantendo-se apenas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 339-C/2001, a evolução da sua tarifa tem o perfil apresentado na Fig. 35.

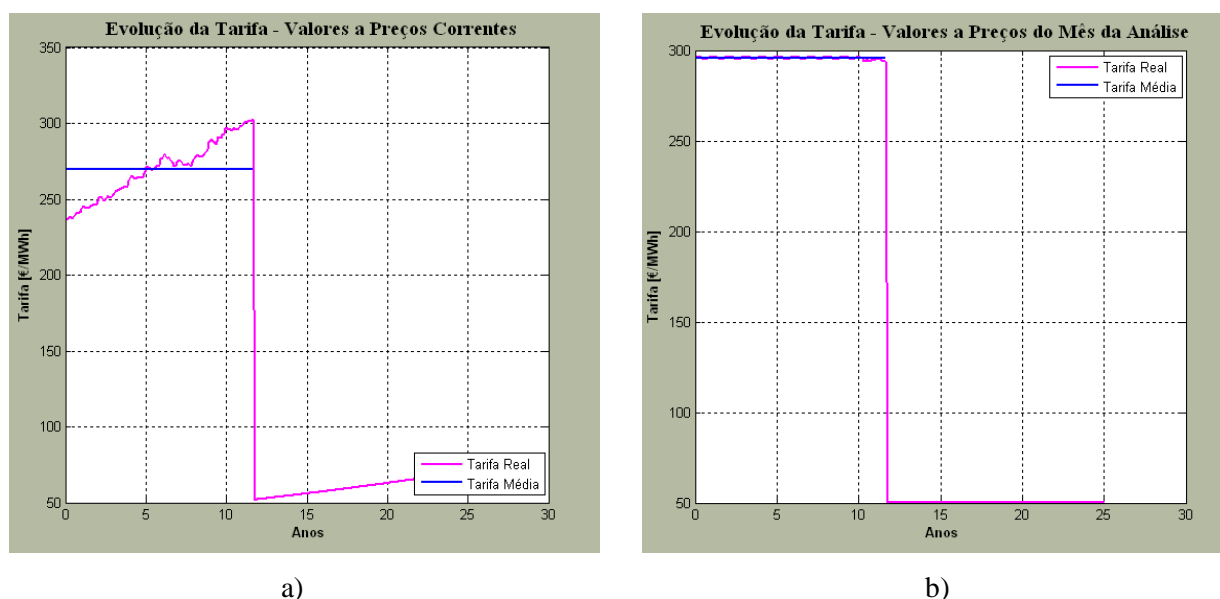


Fig. 35 – Evolução da Tarifa (DL 339-C/2001). Central Fotovoltaica com início de produção em Junho de 2002. a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.

É indiscutível que o montante da tarifa regulada pelo DL 339-C/2001 é menor que o montante definido pelos DL 33-A/2005 e 225/2007. Torna-se assim claro que o gestor de uma central fotovoltaica ao abrigo do DL 339-C/2001 opte por actualizar as regras de remuneração pelos diplomas posteriores.

**Decreto-Lei n.º 33-A/2005 e 225/2007**

Tal como ocorre nas centrais eólicas ao abrigo destas legislações, também o parâmetro Z do cálculo da remuneração da energia produzida por uma central fotovoltaica não sofre alterações. Assim, não existe diferença no montante da tarifa regulada pelo DL 33-A/2005 quando actualizado pelo DL 225/2007, tal como apresentada na Fig. 36, onde é possível observar a evolução da tarifa de uma central fotovoltaica com início de produção em Junho de 2005.

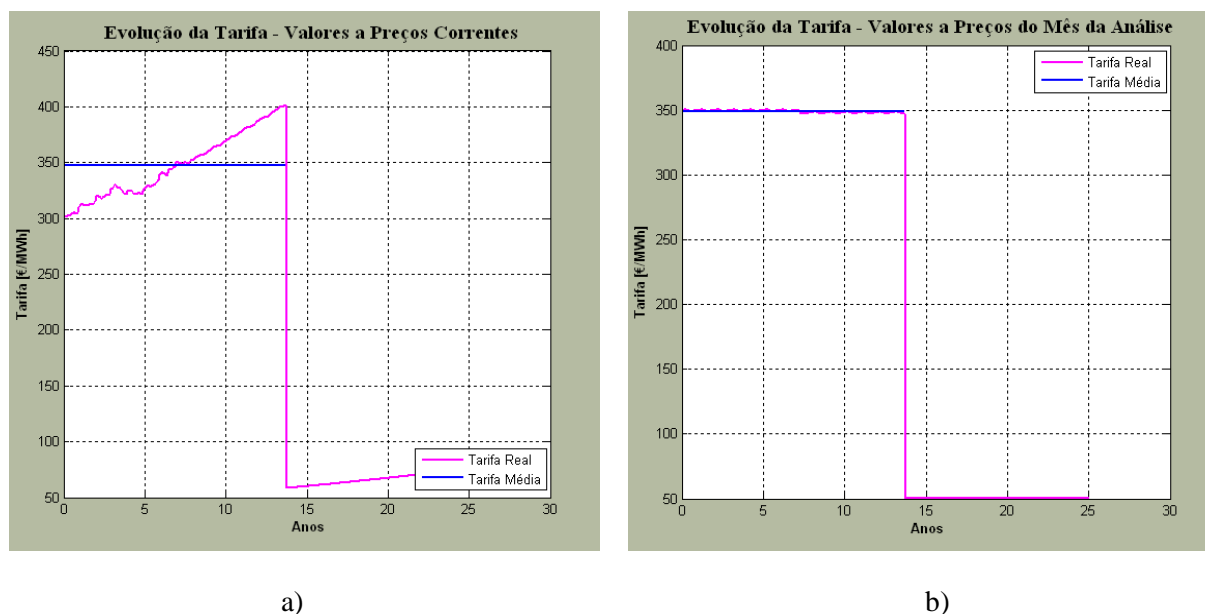


Fig. 36 – Evolução da Tarifa (DL 33-A/2005 e 225/2007). Central Fotovoltaica com início de produção em Junho de 2005. a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.

As centrais fotovoltaicas sofrem também da particularidade provocada pela regra do parâmetro  $IPC_{ref}$  atribuída por estes diplomas (ver capítulo 5.2.1, “Decretos-Lei n.º 33-A/2005 e 225/2007”). Numa perspectiva de demonstração dos efeitos provocados por esta regra, estudou-se a variação do ano de início de produção da central típica fotovoltaica entre 2005 e 2013.

A Fig. 37 sobrepõe as tarifas correntes analisadas, numa tentativa de compará-las, sendo visível que, independentemente do ano de início de produção da central, as tarifas correntes também têm valores semelhantes, sofrendo pequenas flutuações devido a evolução da inflação e sazonalidade do recurso.

A Fig. 37 apresenta valores a preços correntes, logo é difícil traduzir o real valor da moeda na comparação de valores monetários de diferentes anos. Desse modo, na Fig. 38 foi analisada a evolução das médias das tarifas anteriores, mas aqui corrigidas a preços de um mesmo momento (Junho de 2012), possibilitando a comparação dos seus valores.

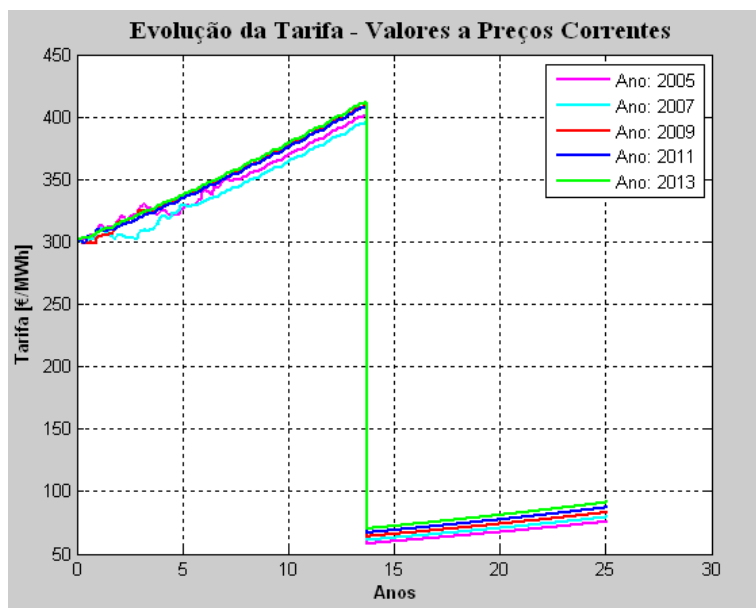


Fig. 37 – Comparação de tarifas (DL 33-A/2005 e 225/2007) de centrais fotovoltaicas com início de produção em anos entre 2005 e 2013. Tarifas a preços correntes.

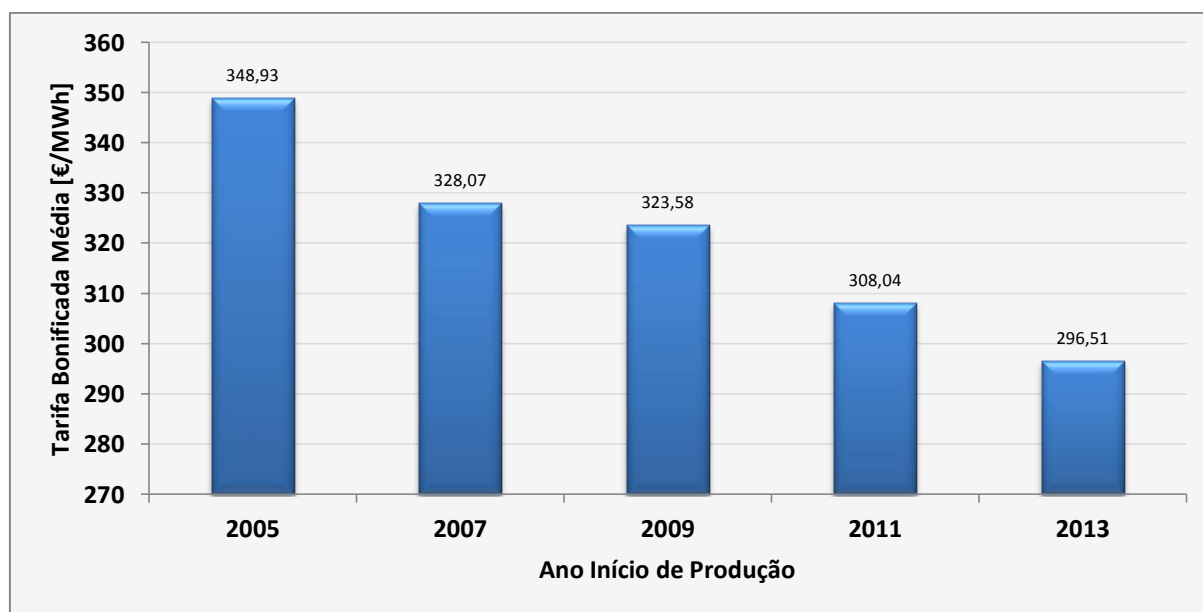


Fig. 38 – Comparação de tarifas médias (DL 33-A/2005 e 225/2007) de centrais fotovoltaicas com início de produção em anos entre 2005 e 2013. Tarifas a preços de Junho de 2012.

É perceptível, através da Fig. 38, que quanto mais recente é a central fotovoltaica, menor será o valor monetário da sua tarifa, tal como discutido no capítulo 5.2.1 no caso eólico, i.e. que a retribuição real das centrais fotovoltaicas tem vindo a diminuir ao longo dos anos. Este fenómeno poderá provocar piores resultados económicos para centrais fotovoltaicas mais recentes, podendo também anular futuros investimentos.

### 5.3 Resultados – Análise Temporal

Nesta análise foi efectuado o estudo de avaliação económica de centrais com início em anos distintos, com o objectivo de estudar o impacto das condições económico-financeiros presentes nestes anos e verificar a influência das regras de remuneração de diferentes legislações nos resultados económicos.

A análise temporal foi efectuada a uma central eólica *onshore*, com as características típicas definidas no capítulo 5.1, num intervalo de tempo que engloba grande parte das centrais eólicas presentes no território português. Assim, o ano de início de produção da central varia entre os anos 2000 e 2013.

Posteriormente efectuou-se a análise temporal a uma central fotovoltaica típica, também com as características definidas no capítulo 5.1, num intervalo de tempo que engloba grandes centrais fotovoltaicas presentes no território português e também futuros projectos. Logo, nesta análise variou-se o ano de início de produção entre os anos 2007 e 2020.

#### Central Eólica *Onshore*

Na Tabela 13 encontram-se os principais resultados económicos de uma central eólica *onshore* típica, com início de produção entre os anos 2000 e 2013. Cada ano possui a sua respectiva taxa de juro, mantendo-se as condições e características descritas no capítulo 5.1. Todos os valores monetários encontram-se a preços do mês de Junho de 2012.

Tabela 13 – Análise Temporal: Central Eólica *Onshore*.

Valores monetários a preços de Junho de 2012.

Ano Início de Produção	Custo Capital [€/kW]	Taxa de Juro <sup>1</sup> [%]	Taxa de desconto real [%]	Tarifa Bonificada Média [€/MWh]	TIR [%]	VAL [M€]	DPB [anos]	LCOE [€/MWh]
2000	714	3.88	5.54	96.37	12.24	12.76	8.9	36.43
2001	781	3.88	5.38	98.1	11.21	11.78	9.5	38
2002	843	3.88	5.26	99.44	10.25	10.60	10.2	39.47
2003	1027	3.88	3.77	99.40	6.93	8.81	15.35	40.62
2004	915	3.52	4.47	99.36	8.95	10.79	10.85	39.56
2005	922	3.75	3.19	85.55	6.71	9.99	15.12	36.75
2006	1138	4.37	4.1	82.42	3.21	-2.81	>25	44.23
2007	1130	5.28	4.74	80.43	2.68	-6.17	>25	45.87
2008	1100	5.92	4.96	78.28	2.46	-7.28	>25	45.72
2009	1195	3.88	4.5	79.33	2.39	-6.73	>25	46.84
2010	1345	3.78	5.54	78.50	1.02	-14.73	>25	54.34
2011	1452	5.40	10.86	75.51	-0.98	-29.59	>25	78.74
2012	1400	5.40	10.56	73.50	-0.82	-28.20	>25	75.33
2013	1368	5.40	7.5	72.69	-0.66	-24.05	>25	62.20

<sup>1</sup> Histórico da taxa de juro sobre novas operações de empréstimo (média anual) a empresas, escalão “Mais de 1 Milhão de euros”. Apenas disponível entre os anos 2003 e 2011. Para anos anteriores e posteriores manteve-se o último valor registado. (PORDATA, 2012)

Na Tabela 13 e na Fig. 39 foi possível verificar o peso de cada legislação na tarifa bonificada média no decorrer dos anos. As centrais com início nos anos de 2000 e 2001 iniciaram a sua produção ao abrigo do Decreto-Lei n.º 168/99, sendo actualizadas em 2002 pelo Decreto-Lei n.º 339-C/2001. A central com início em 2000 teve menor tarifa média que a central com início em 2001, visto ter estado ao abrigo do DL 168/99 durante dois anos, enquanto a central de 2001 esteve apenas um. Mesmo com menor tarifa média, a central com início em 2000 obteve melhores resultados económicos comparativamente à de 2001, visto que o custo de capital médio foi 67 €/kW mais reduzido.

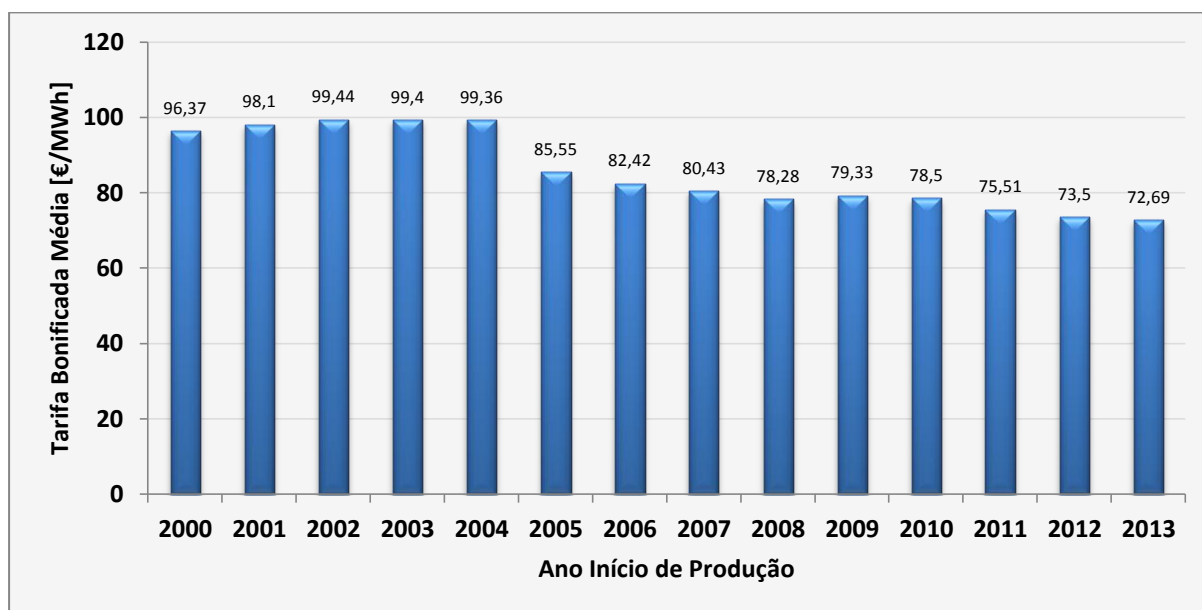


Fig. 39 – Análise Temporal. Central Eólica: Tarifa Bonificada Média de centrais com início nos anos entre 2000 e 2013. Tarifas a preços de Junho de 2012.

Também é perceptível, entre os anos 2004 e 2005, a grande redução nas tarifas bonificadas médias da central ao abrigo do Decreto-Lei n.º 339-C/2001 (central com início em 2004), comparativamente à central ao abrigo do Decreto-Lei n.º 33-A/2005 (central com início em 2005), com uma diferença de 13,81 €/MWh (valor corrigido a preços de Junho de 2012). Apesar desta redução e da ligeira subida no custo de capital e na taxa de juro, uma central eólica com início em 2005 ainda conseguiu apresentar resultados económicos positivos, devido à redução da taxa de desconto de 1,28 pontos percentuais relativamente ao ano anterior. Mesmo assim esta central obteve piores resultados que a central de 2004, aumentando o tempo de retorno descontado (DPB) (Fig. 41) por cerca de 5 anos, reduzindo o VAL (Fig. 40) por aproximadamente 0,8 M€ e uma redução de 2,24 pontos percentuais nos valores da TIR. Mesmo com um custo de capital superior, a central com início em 2005 obteve um custo normalizado de energia (LCOE) (Fig. 42) menor que a central de 2004, principalmente devido à menor taxa de desconto, não sendo influenciado pelo aumento da taxa de juro, visto que o LCOE é independente deste parâmetro.

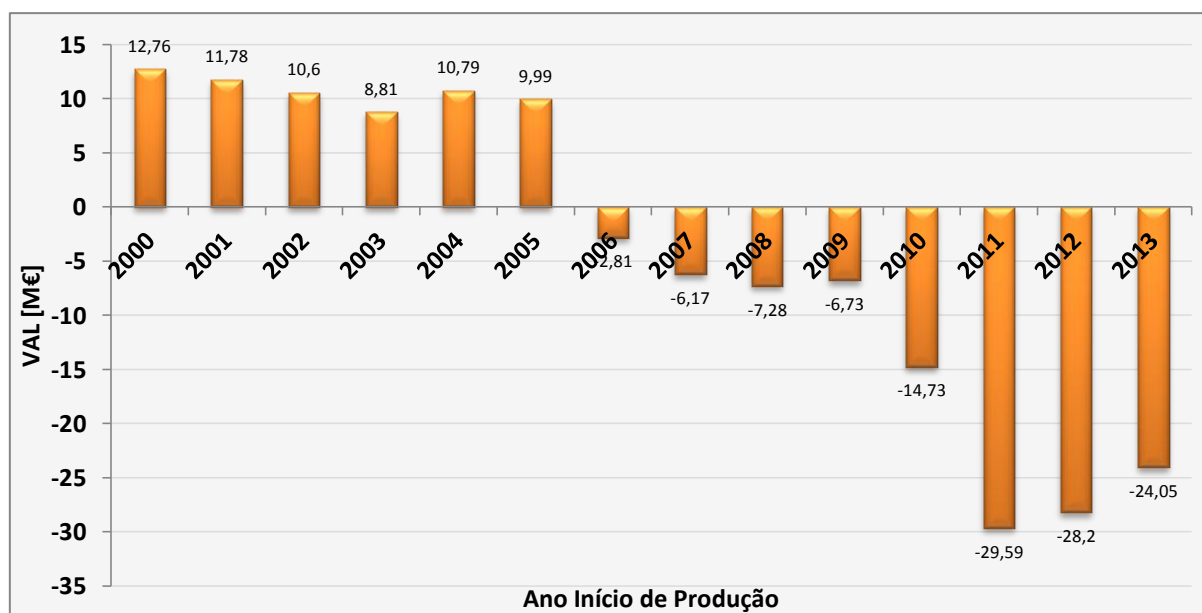


Fig. 40 – Análise Temporal. Central Eólica: Evolução do Valor Actual Líquido (VAL).  
Valores a preços de Junho de 2012.

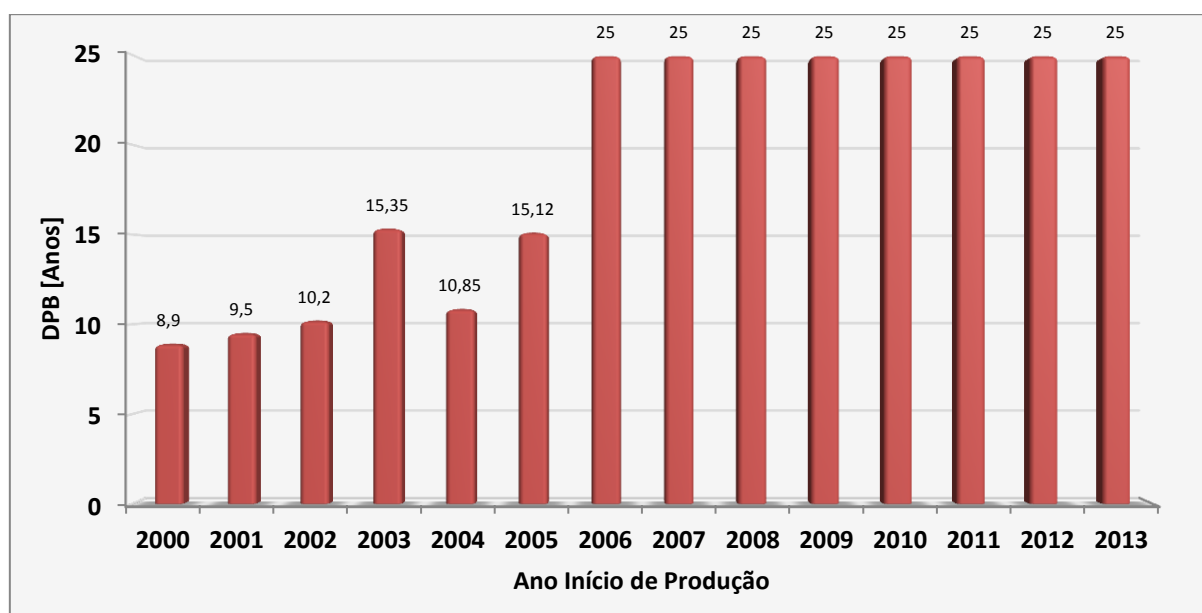


Fig. 41 – Análise Temporal. Central Eólica: Evolução do Tempo de Retorno Descontado (DPB).

Tornou-se evidente que, devido ao aumento do custo médio de capital da tecnologia eólica e da redução progressiva da tarifa bonificada, as centrais com início a partir do ano de 2006 tiveram resultados económicos negativos, com o LCOE sempre superior a 44 €/MWh. Devido a estes factores e principalmente devido ao súbito aumento da taxa de desconto, a partir de 2011 o LCOE atingiu um pico de 78,74 €/MWh, com valores de VAL, TIR e DPB fortemente negativos, tornando-se pouco aliciante investir nesta tecnologia.



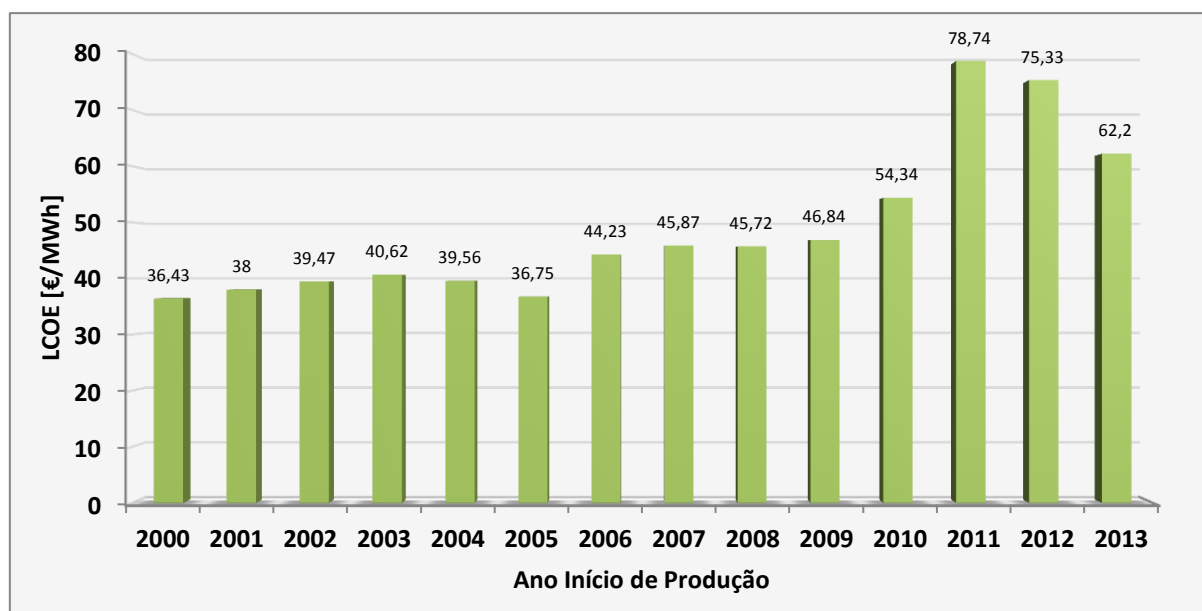


Fig. 42 – Análise Temporal. Central Eólica: Evolução do Custo Normalizado de Energia (LCOE).  
Valores a preços de Junho de 2012.

Este estudo não foi prolongado para 2020 visto que, nesta abordagem, o custo de capital médio manterá sempre o valor presente no ano de 2011 (sofrendo actualizações devido à inflação de forma a manter valores a preços de Junho de 2012), com a tarifa continuamente a reduzir, o que provoca a sucessão de resultados económicos negativos.

### Central Fotovoltaica

O mesmo estudo foi efectuado para uma central fotovoltaica típica, com início de produção entre os anos 2007 e 2020. Tal como anteriormente, cada ano possui a sua respectiva taxa de juro, mantendo-se as condições e características descritas no capítulo 5.1. Os resultados deste estudo são demonstrados na Tabela 14, onde todos os valores monetários encontram-se a preços do mês de Junho de 2012.

Tabela 14 – Análise Temporal: Central Fotovoltaica.  
Valores monetários a preços de Junho de 2012.

Ano Início de Produção	Custo Capital [€/kW]	Taxa de Juro [%]	Taxa de desconto real [%]	Tarifa Bonificada Média [€/MWh]	TIR [%]	VAL [M€]	DPB [anos]	LCOE [€/MWh]
2007	6088	5.28	4.74	328.07	-21.43	-163.91	>25	311.95
2008	5876	5.92	4.96	319.29	-20.86	-161.70	>25	306.55
2009	3982	3.88	4.5	323.58	-4.82	-57.56	>25	201.34
2010	3158	3.78	5.54	320.20	-0.18	-29.81	>25	174.11
2011	2774	5.40	10.86	308.04	0.82	-36.81	>25	219.98
2012	2457	5.40	10.56	299.83	2.64	-27.25	>25	193.36
2013	2223	5.40	7.5	296.51	4.61	-10.74	>25	142.84
2014	2076	5.40	7.5	289.70	5.56	-6.85	>25	133.72
2015	1935	5.40	7.5	283.05	6.57	-3.14	>25	124.93
2016	1731	5.40	7.5	276.55	8.45	2.96	16.1	112.23
2017	1616	5.40	7.5	270.20	9.46	5.79	12.3	105.04
2018	1522	5.40	7.5	263.99	10.27	7.84	11.5	99.20
2019	1436	5.40	7.5	257.94	11.05	9.63	10.7	93.85
2020	1329	5.40	7.5	252.01	12.27	12.17	9.7	87.14

Todas as centrais abordadas na Tabela 14 estão ao abrigo do Decreto Lei n.º 225/2007. Tal como demonstrado no capítulo 5.2.2, é perceptível que quanto mais recente é a central fotovoltaica, menor é a sua tarifa bonificada média. Poder-se-ia afirmar que quanto mais tardio o ano de início de produção de uma central, pior seriam os seus resultados económicos, mas esta realidade não se concretiza.

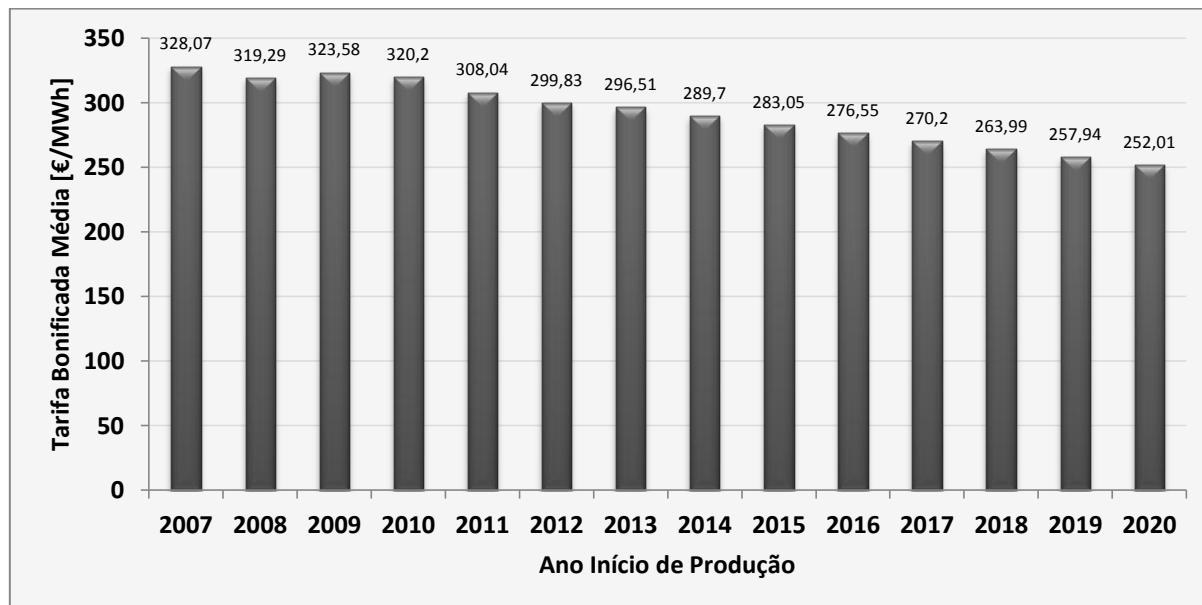


Fig. 43 – Análise Temporal. Centrais PV: Evolução da Tarifa Bonificada Média.

Tarifas a preços de Junho de 2012.

A redução gradual da tarifa bonificada média prejudica os resultados da TIR, VAL e DPB. Apesar disso, estes parâmetros sofreram um incremento positivo devido principalmente à redução gradual dos custos de capital médio desta tecnologia. Mesmo assim, só as centrais a instalar a partir de 2016 obtêm resultados económicos favoráveis, com a taxa de desconto de 7.5%.

De acordo com os pressupostos deste trabalho, uma central fotovoltaica com início em 2016 terá uma TIR de 8.45%, VAL de 2,96 M€ com um tempo de retorno descontado (DPB) de 16,1 anos. A central com início no ano de 2020 atingiria valores da TIR de 12,27%, com um VAL de 12,17 M€ e um tempo de retorno de 9,7 anos.

Devido também à redução no custo médio de capital, os resultados de LCOE (Fig. 45) sofreram uma redução, passando de 311,95 €/MWh em 2007 para 87,14 €/MWh em 2020.

É interessante comparar estes resultados com os da energia eólica *onshore*, a qual em 2013 obteve 62,20 €/MWh e analogamente a fotovoltaica com início no mesmo ano obteve resultados de LCOE de 142,84 €/MWh.

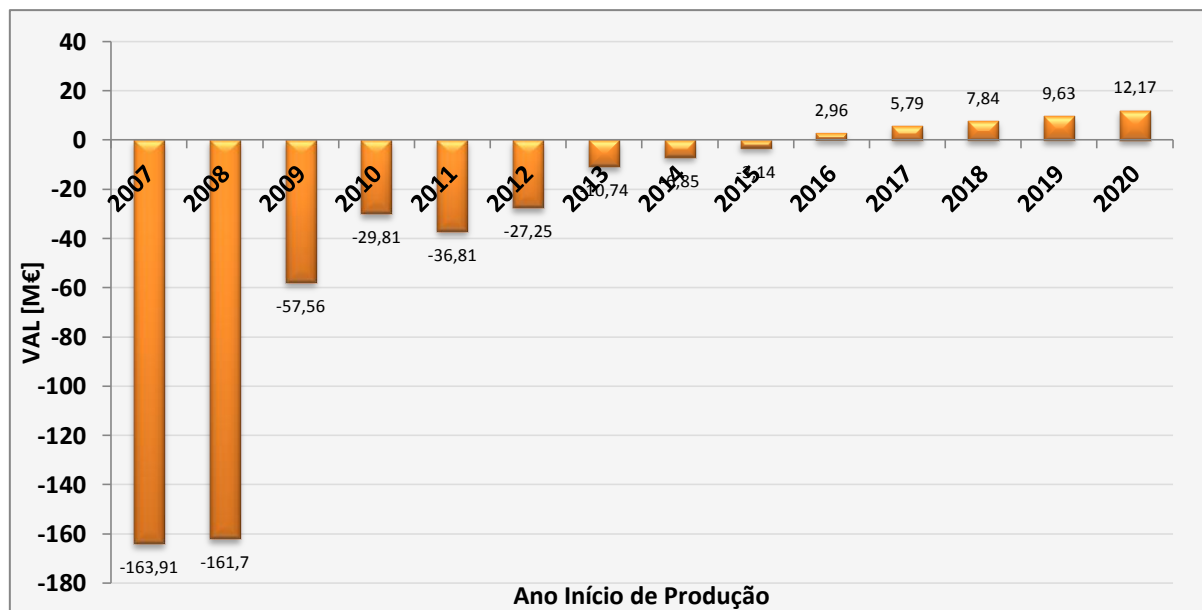


Fig. 44 – Análise Temporal. Centrais PV: Evolução do Valor Actual Líquido (VAL).  
Valores a preços de Junho de 2012.

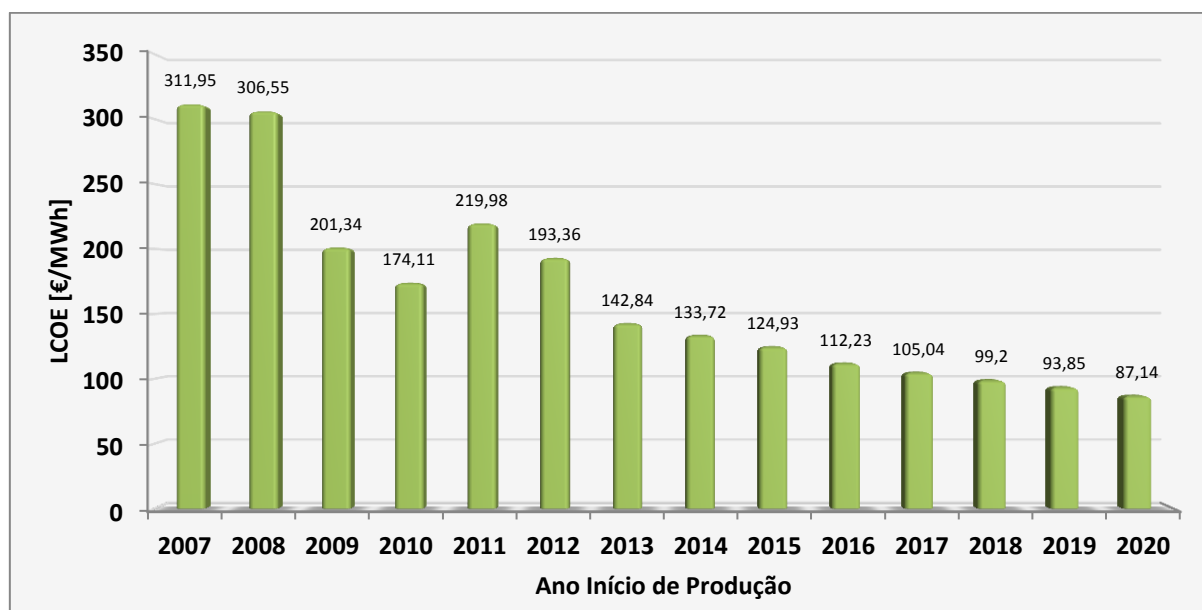


Fig. 45 – Análise Temporal. Centrais PV: Evolução do Custo Normalizado de Energia (LCOE).  
Valores a preços de Junho de 2012.

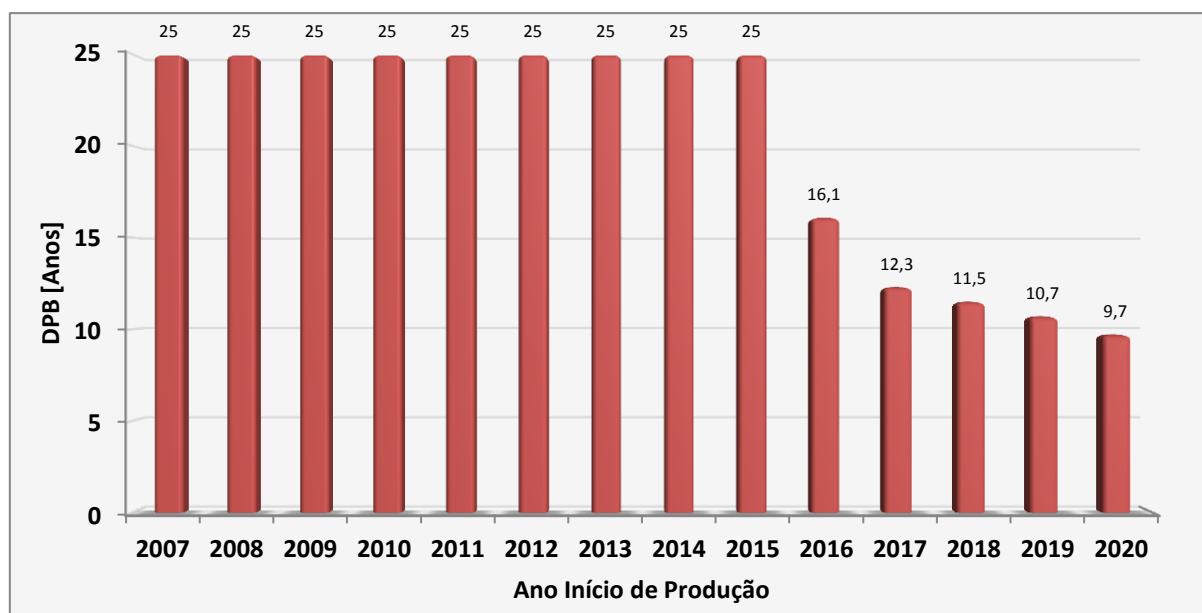


Fig. 46 – Análise Temporal. Centrais PV: Evolução do Tempo de Retorno Descontado (DPB).

Os resultados económicos a partir de 2013 foram simulados para um cenário de evolução económica média, onde devido à redução no custo médio de capital desta tecnologia, foram obtidos valores gradualmente melhores, tornando-se positivos em centrais com início a partir de 2016. No capítulo 5.4.1 é efectuada uma análise de sensibilidade na taxa de desconto a partir de 2013, simulando um cenário de crise económica (taxa de desconto a 10%), um cenário de evolução económica média (taxa de desconto a 7.5%) e uma melhoria significativa da mesma (taxa de desconto a 5%).

## 5.4 Resultados – Análise de Sensibilidade

### 5.4.1 Cenário de evolução económica

No capítulo 3.1 desta dissertação foi descrita a intrínseca ligação entre a taxa de desconto real e a taxa de rendibilidade das Obrigações de Tesouro (OT). Num cenário de crise económica, o Estado português terá tendência em aumentar a taxa de rendibilidade das OT, tal como aconteceu em 2010 e 2011, incentivando assim os investidores a aplicarem as suas poupanças em títulos de OT, o que reforça a redução das necessidades financeiras do estado.

Neste estudo são simulados três cenários distintos de evolução económica:

- Crise económica: O Estado português aumenta a taxa de rendibilidade das OT. A taxa de desconto real dos investimentos atingem valores próximos de 10%.
- Evolução económica média: A taxa de rendibilidade das OT encaminham para a estabilidade. A taxa de desconto real dos investimentos atingem valores próximos dos 7.5%.
- Evolução económica estável: A taxa de rendibilidade das OT recompõe-se e estabiliza. A taxa de desconto real dos investimentos encontra-se em valores próximos de 5%.

Em cada cenário anterior foi efectuada a avaliação económica de uma central fotovoltaica com início nos anos posteriores a 2012. Este estudo possibilitou observar as condições económicas deste tipo de centrais em diferentes cenários de evolução económica, com as características e tarifas associadas a cada ano, tal como estudadas nos capítulos anteriores.

As centrais fotovoltaicas apresentam custos de capital e tarifas dependentes do seu ano de início de produção, com a taxa de juro fixa em 5.4%. Na tabela 15 é possível observar os resultados do VAL, DPB e LCOE destas centrais, com início nos anos entre 2013 e 2020, nos três distintos cenários de evolução económica. Todos os valores monetários encontram-se a preços de Junho de 2012.

Tabela 15 – Análise de Sensibilidade. Cenários de Evolução Económica: Resultados da avaliação económica de centrais fotovoltaicas com início entre os anos 2013 e 2020.

Ano Início de Produção	Custo Capital [€/kW]	Evolução Económica Estável			Evolução Económica Média			Crise Económica		
		VAL [M€]	DPB [anos]	LCOE [€/MWh]	VAL [M€]	DPB [anos]	LCOE [€/MWh]	VAL [M€]	DPB [anos]	LCOE [€/MWh]
2013	2223	-1.67	>25	118.57	-10.74	>25	142.84	-17.67	>25	168.37
2014	2076	2.29	20	111	-6.85	>25	133.72	-13.84	>25	157.61
2015	1935	6.08	13	103.71	-3.14	>25	124.93	-10.17	>25	147.26
2016	1731	12.41	11	93.16	2.96	16.1	112.23	-4.23	>25	132.29
2017	1616	15.27	10.2	87.19	5.79	12.3	105.04	-1.41	>25	123.81
2018	1522	17.3	9.7	82.35	7.84	11.5	99.20	0.66	21	116.93
2019	1436	19.05	9.1	77.90	9.63	10.7	93.85	2.49	13.5	110.62
2020	1329	21.57	8.4	72.33	12.17	9.7	87.14	5.06	11.71	102.71

A taxa de desconto tem uma grande influência nos resultados de avaliação económica. Quanto maior é a taxa de rentabilidade exigida pelos investidores, menos satisfatório são estes resultados. Num cenário de evolução económica estável, as centrais fotovoltaicas com início a partir do ano de 2014 obtiveram resultados económicos favoráveis. Como o custo de capital reduz gradualmente no decorrer dos anos, estes resultados são sucessivamente melhores quanto mais tardio é o início de produção da central. Assim, num cenário de evolução económica média, apenas as centrais com início a partir de 2016 apresentam o custo de capital suficientemente baixo para suportar a taxa de rentabilidade exigida neste cenário. Da mesma forma, apenas as centrais com início a partir de 2018 têm custo de capital suficientemente baixos para sustentar a taxa de rentabilidade exigida num cenário de crise económica.

No cenário de estabilidade económica, apenas as instalações com início em 2013 têm o VAL negativo (Fig. 47). As centrais com início nos anos posteriores obtiveram este valor sempre superior a 2.3 M€, atingindo os 21,6 M€ para centrais com início em 2020, com um tempo de retorno de 8,4 anos.

Os montantes do VAL foram aproximadamente 10 M€ inferiores no cenário de evolução económica média. As centrais com início até ao ano de 2015 obtiveram VAL negativo neste cenário, mas as que iniciaram a sua produção nos anos posteriores alcançaram valores não inferiores a 2,96 M€, atingindo

um pico de 12,17 M€ na central com início em 2020, com um tempo de retorno descontado (DPB) (Fig. 48) de 9,7 anos.

No cenário de crise económica os valores de VAL são bastante reduzidos, atingindo valores positivos apenas nas centrais com início nos anos a partir de 2018. A central com início em 2018 obteve um VAL de apenas 0,66 M€ e um tempo de retorno de 21 anos. Neste cenário o VAL atingiu também o valor pico na central com início em 2020, com o montante de 5,06 M€ e um tempo de retorno descontado de 11,7 anos.

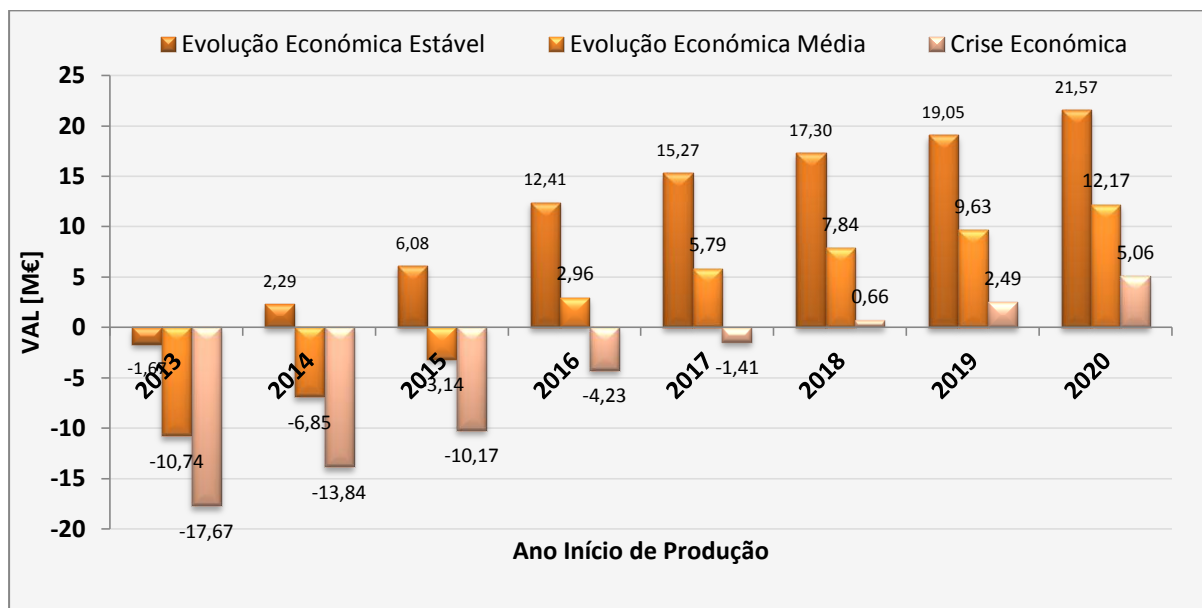


Fig. 47 – Análise de Sensibilidade. Centrais PV. Cenário de Evolução Económica: Evolução do Valor Actual Líquido (VAL). Valores a preços de Junho de 2012.

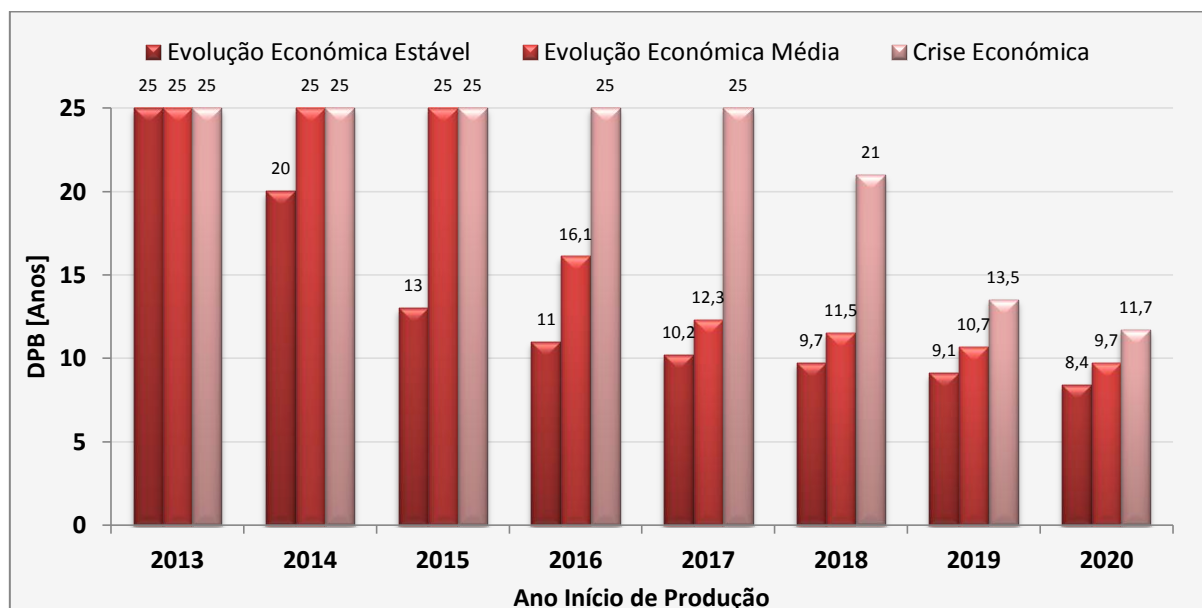


Fig. 48 – Análise de Sensibilidade. Centrais PV. Cenário de Evolução Económica: Evolução do Tempo de Retorno do Investimento Descontado (DPB).

Os resultados do LCOE (Fig. 49) foram inferiores a 170 €/MWh em qualquer dos cenários, com tendência de valores a diminuir devido à redução contínua do custo de capital no decorrer dos anos.

A central com início em 2013 obteve um LCOE de 168,37 €/MWh no cenário de crise económica, passando a 142,84 €/MWh no cenário médio e 118,57 €/MWh no cenário de estabilidade económica. A central com início em 2020 obteve um LCOE de 102,71 €/MWh no cenário de crise económica, atingindo valores de 87,14 €/MWh no cenário médio e 72,33 €/MWh no cenário de estabilidade económica.

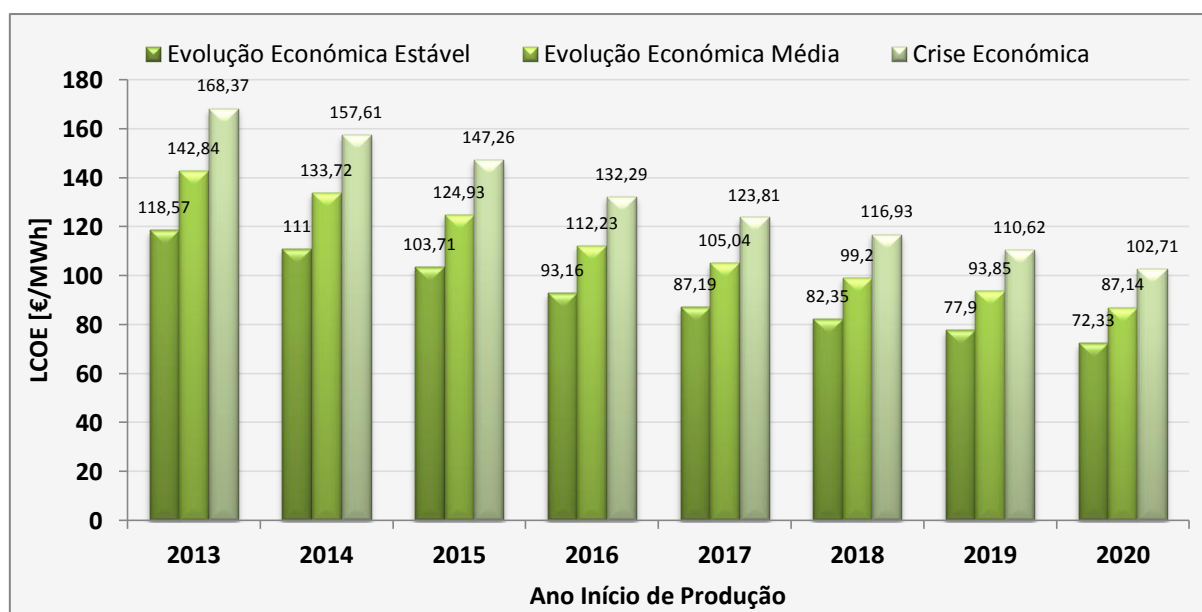


Fig. 49 – Análise de Sensibilidade. Centrais PV. Cenário de Evolução Económica: Evolução do Custo Normalizado de Energia (LCOE). Valores a preços de Junho de 2012.

Os resultados de LCOE obtidos têm valores cada vez mais competitivos, atingindo resultados ao nível da eólica *onshore* no ano de 2020, o que demonstra uma grande maturidade da tecnologia fotovoltaica, sendo talvez a tecnologia mais promissora em termos de investimento num futuro próximo.

### 5.4.2 Redução da tarifa bonificada a partir de 2013

Este estudo focou-se num cenário de decisão política, onde as tarifas bonificadas das centrais eólicas e fotovoltaicas sofrem uma redução a partir do ano 2013. Nesta perspectiva foi efectuada uma análise de sensibilidade à tarifa bonificada de centrais que obtiveram resultados económicos positivos na análise temporal. Estudou-se o comportamento económico (VAL, TIR e DPB) destas centrais ao reduzir a tarifa bonificada entre 2.5%, 5%, 7.5% e 10% a partir de 2013.

#### Central Eólica *Onshore*

Na análise temporal efectuada, observou-se que as centrais eólicas *onshore* com início até o ano 2005 obtiveram resultados económicos positivos. As centrais com início nos anos entre 2000 e 2004 estão ao abrigo do Decreto-Lei n.º 339-C/2001, que atribui um limite de remuneração bonificada até aos 144 meses (12 anos) de produção da central. Desta feita, as centrais com início em 2000 e 2001 são remuneradas pela tarifa de mercado no ano de 2013, logo a análise de sensibilidade não é efectuada nestas centrais. As centrais com início no ano de 2005 estão ao abrigo do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, actualizada pelo Decreto-Lei n.º 225/2007. Estas legislações impõem um limite máximo de remuneração até aos 15 anos de produção da central, ou até aos primeiros 33 GWh produzidos por cada megawatt de potência instalada. Como a central estudada está localizada numa zona com NEPS de 2500h, o seu limite de remuneração bonificada é de 13,2 anos (ver capítulo 4.2.1).

Este estudo focou-se apenas nas centrais que iniciaram a sua produção nos anos de 2002, 2004 e 2005. As centrais com início no ano de 2002 foram, das três as que menos impacto da redução da tarifa bonificada sentem, visto serem mais antigas e entrarem em regime de mercado em 2014, sendo afectadas por menos tempo (1 ano) comparativamente à central com início em 2004 (3 anos) e 2005 (5,2 anos), tal como observa-se na evolução das tarifas de cada central, apresentadas nas figuras seguintes:

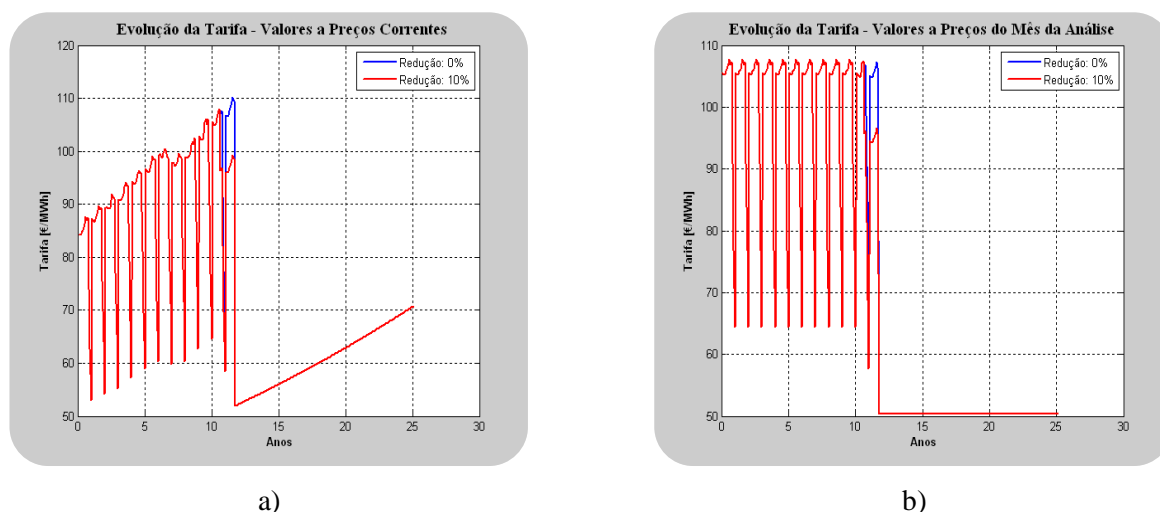
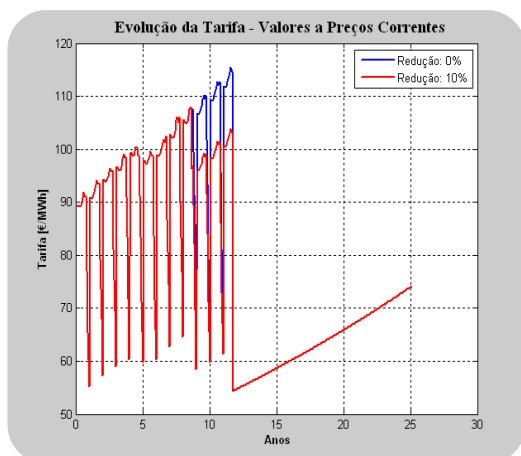
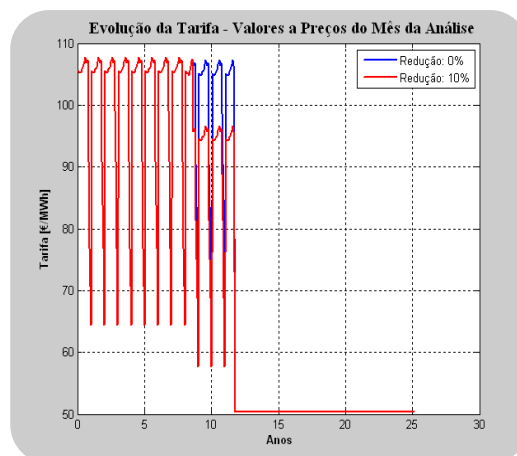


Fig. 50 – Evolução da Tarifa. Central Eólica *Onshore*. Redução a partir de 2013: 10%. Início de Produção: Junho de 2002. a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.



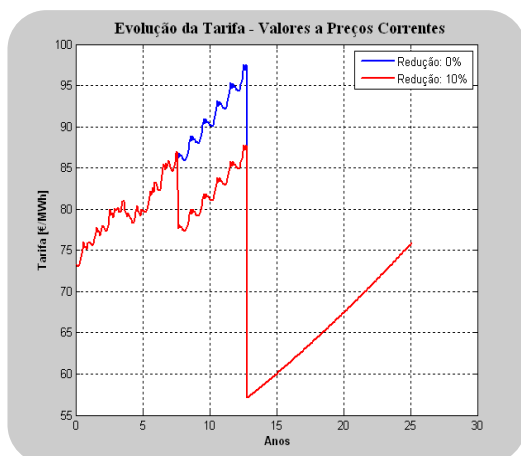


a)

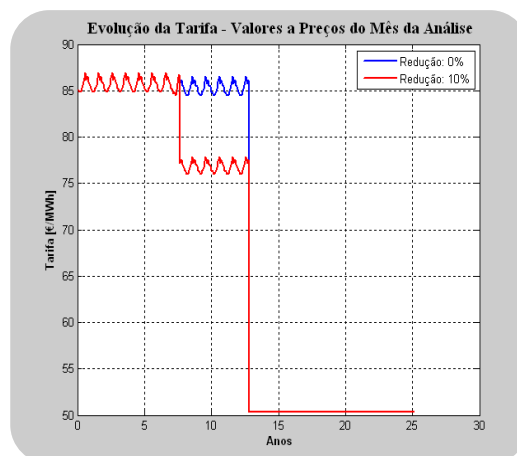


b)

Fig. 51 – Evolução da Tarifa. Central Eólica *Onshore*. Redução a partir de 2013: 10%. Início de Produção: Junho de 2004. a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.



a)



b)

Fig. 52 – Evolução da Tarifa. Central Eólica *Onshore*. Redução a partir de 2013: 10%. Início de Produção: Junho de 2005. a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.

Analisou-se as médias das tarifas bonificadas anteriores, corrigidas para o mês de Junho de 2012, Fig. 53. Como as centrais com início nos anos de 2002 e 2004 estão ao abrigo do Decreto-Lei n.º 339-C/2001, os valores médios das suas tarifas são semelhantes, tendo apenas uma pequena variação. Esta é devida principalmente pela diferença de anos aos quais estas centrais foram afectadas pela redução da tarifa a partir de 2013. A central com início em 2005 está ao abrigo do Decreto-Lei n.º 33-A/2005 e posteriormente ao abrigo do Decreto-Lei n.º 225/2007, portanto tem uma menor tarifa bonificada média comparativamente às outras centrais. A tarifa sem redução desta central é menor que a tarifa bonificada média com 10% da redução das outras centrais. Portanto, a redução da tarifa a partir de 2013 teve mais impacto nos resultados económicos da central com início em 2005, comparativamente às outras centrais estudadas.

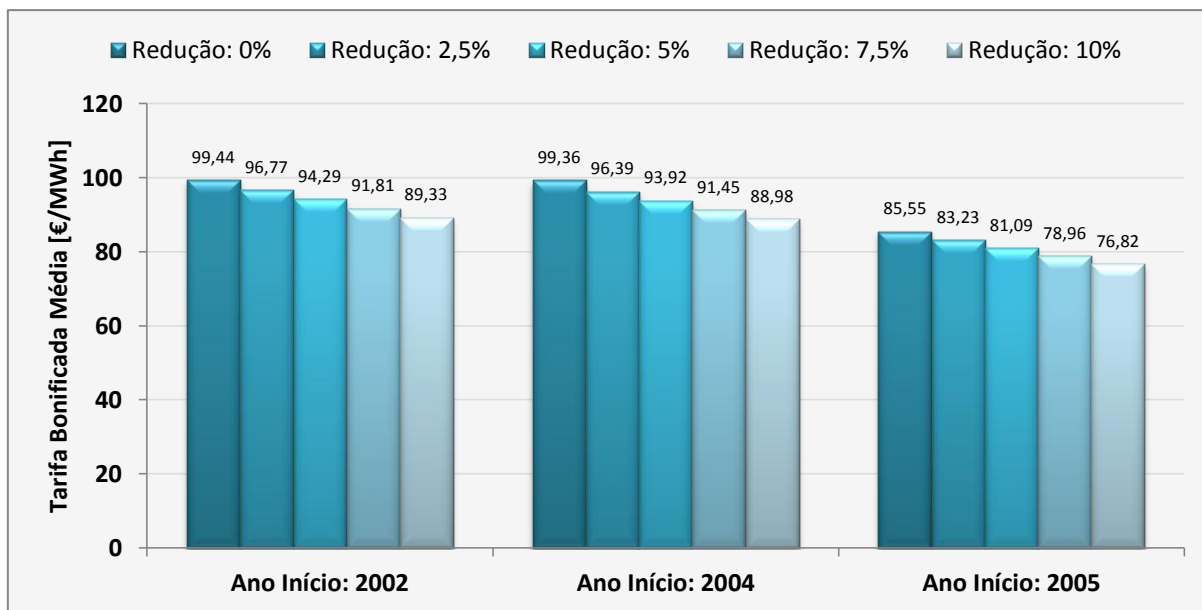


Fig. 53 – Análise de Sensibilidade. Central Eólica *Onshore*. Redução da Tarifa a partir de 2013: Tarifa Bonificada Média a partir de 2013. Tarifas a preços de Junho de 2012.

Tal como esperado, esta redução tem pouca influência nos resultados económicos da central com início em 2002. Ao observar o DPB (Fig. 54), é nítido que o seu retorno de investimento quase não sofreu alteração, visto estar praticamente paga no início de 2013. O VAL desta central (Fig. 55) sofreu uma redução de aproximadamente 280000 €, com a TIR reduzida apenas por 0,1 pontos percentuais.

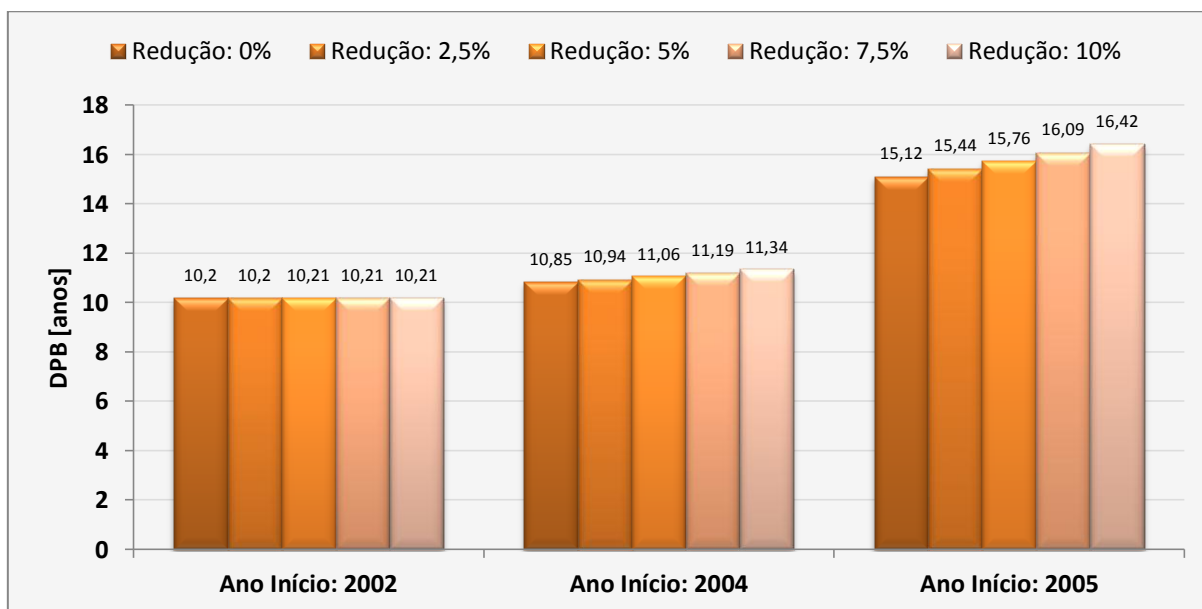


Fig. 54 – Análise de Sensibilidade. Central Eólica *Onshore*. Redução da Tarifa a partir de 2013: Tempo de Retorno Descontado (DPB).

Como previsto, a central com início em 2004 sofreu maior impacto que a central anterior. Mesmo assim, o seu tempo de retorno do investimento teve apenas um incremento de meio ano na maior redução da tarifa. Esta influenciou uma redução de aproximadamente 900000 € nos resultados do VAL, com a TIR (Fig. 56) a diminuir 0,33 pontos percentuais. Através destes valores, é perceptível a influência da tarifa reduzida na receita da central nos três restantes anos antes da sua entrada em regime de mercado.

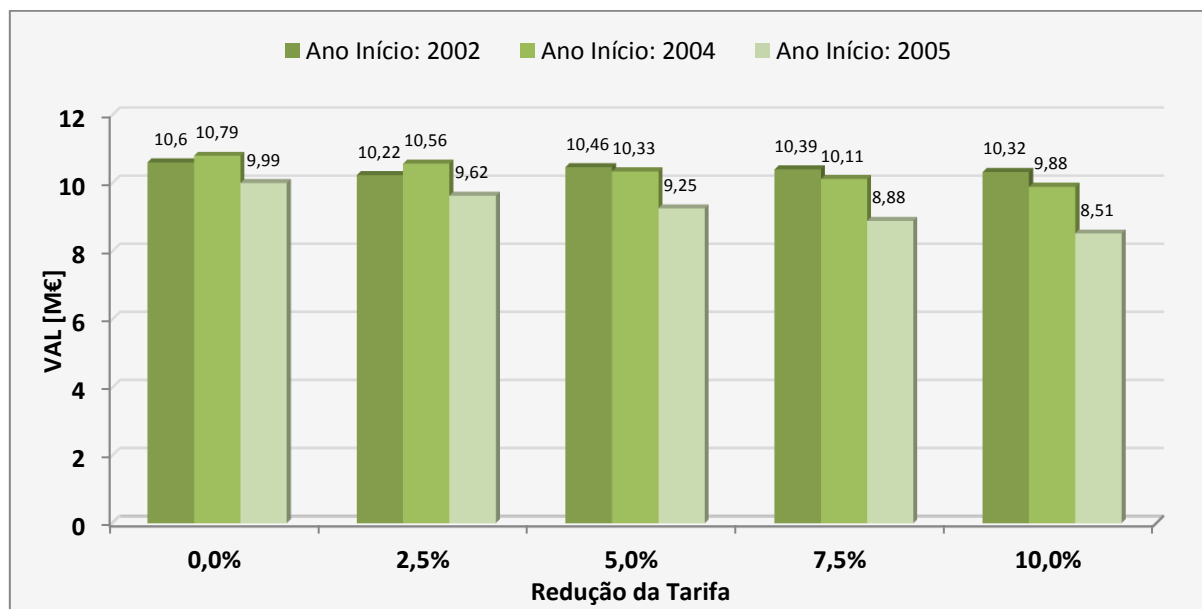


Fig. 55 – Análise de Sensibilidade. Central Eólica *Onshore*. Redução da Tarifa a partir de 2013: Valor Actual Líquido (VAL). Valores a preços de Junho de 2012.

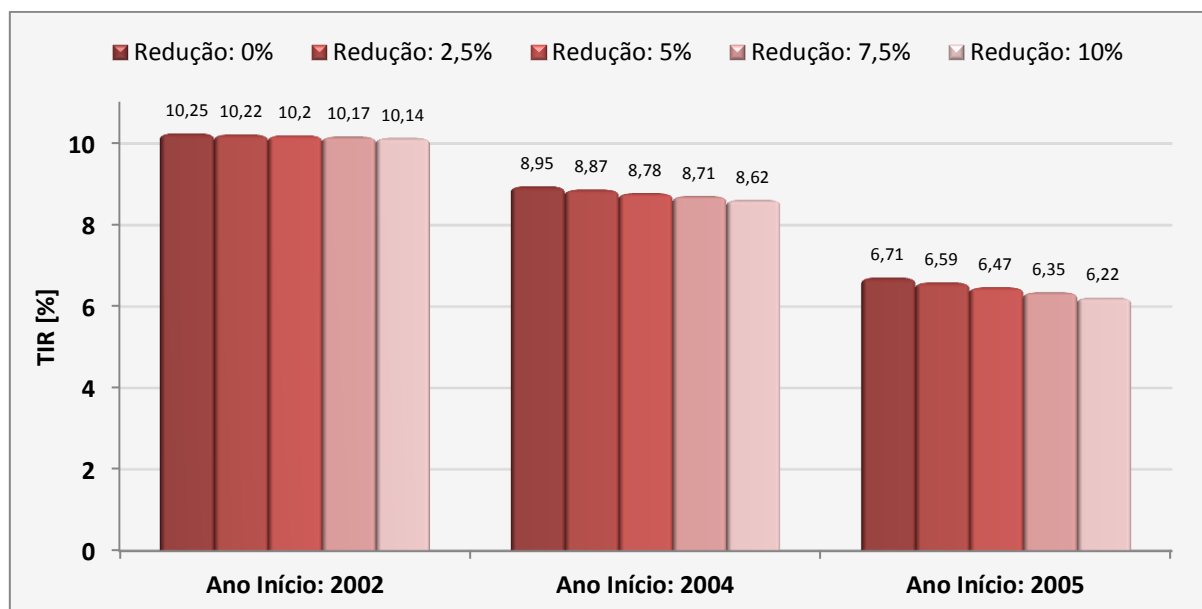


Fig. 56 – Análise de Sensibilidade. Central Eólica *Onshore*. Redução da Tarifa a partir de 2013: Taxa Interna de Rendibilidade (TIR).

Como expectável, a central com início em 2005 foi das três a mais afectada pela redução da tarifa. O seu tempo de retorno do investimento sofreu um incremento de 1,3 anos, com o VAL abatido por aproximadamente 1,5 M€ e a TIR diminui cerca de 0,5 pontos percentuais, na maior redução da tarifa.

Neste estudo, ao reduzir-se até 10% a tarifa bonificada a partir de 2013, é perceptível que os resultados económicos das centrais estudadas foram afectados de forma distinta. Este facto foi devido à diferença de anos aos quais as centrais foram influenciadas por esta redução, e também pelos seus distintos aspectos económico-financeiros associados ao ano de início de produção.

Apesar desta redução contribuir para o decréscimo dos resultados de avaliação económica das centrais estudadas, estes continuam em terreno positivo.

### **Central Fotovoltaica**

O estudo elaborado neste capítulo tem como objectivo analisar o impacto económico na redução das tarifas bonificadas a partir do ano de 2013 de centrais fotovoltaicas.

Como não é relevante estudar a redução da tarifa de uma central que obteve resultados de avaliação económica negativos, visto que os resultados continuariam negativos, foi apenas seleccionado centrais que obtiveram resultados económicos positivos, em cada cenário de evolução económica.

O custo de capital da tecnologia fotovoltaica reduz-se gradualmente ao longo dos anos. Assim sendo, ao estudar a primeira central a ter resultados positivos, é procedido a análise dos piores cenários.

No capítulo 5.4.1 verificou-se que a primeira central PV com resultados económicos positivos foi a que iniciou a sua produção no ano de 2014, no cenário de evolução económica estável. No cenário de evolução média, a central de 2016 foi a primeira a devolver resultados positivos, já no cenário de crise económica a primeira central foi a que iniciou a sua produção em 2018.

Nesta perspectiva, foi efectuado o estudo de avaliação económica destas centrais, com tarifas a reduzir 2,5%, 5%, 7,5% e 10%, para cada cenário de evolução económica.

Na Tabela 16 são apresentados os valores das reduções das tarifas, onde na segunda coluna encontra-se a tarifa corrente no primeiro mês de produção, comum a todas as centrais (o valor desta tarifa não está a preços de Junho de 2012). Para cada central é demonstrada a tarifa bonificada média com valores a preços de Junho de 2012, juntamente com os resultados da TIR. Esta foi analisada separadamente dos resultados de VAL e DPB, visto não depender da taxa de desconto.

Tabela 16 – Análise de Sensibilidade. Redução da tarifa bonificada de centrais PV com  
Início de produção: 2014, 2016 e 2018. Resultados de Tarifas e TIR.

Redução Tarifa	Tarifa Corrente Primeiro Mês de Produção	Ano Início da Central: 2014		Ano Início da Central: 2016		Ano Início da Central: 2018	
		Tarifa Bonificada Média <sup>1</sup>	TIR	Tarifa Bonificada Média <sup>1</sup>	TIR	Tarifa Bonificada Média <sup>1</sup>	TIR
[%]	[€/MWh]	[€/MWh]	[%]	[€/MWh]	[%]	[€/MWh]	[%]
0	301,5	289,70	5,56	276,55	8,45	264,00	10,27
2,5	293,96	282,46	5,08	269,64	7,93	257,40	9,72
5	286,42	275,22	4,59	262,72	7,40	250,80	9,18
7,5	278,88	267,97	4,10	255,81	6,88	244,20	8,63
10	271,34	260,73	3,61	248,90	6,35	237,60	8,08

Os resultados da TIR permitem a previsão do comportamento do VAL nos distintos cenários de evolução económica. Se a TIR possuir valores superiores à taxa de desconto do cenário analisado, então o VAL tem valores positivos, caso contrário este encontra-se em terreno negativo.

Na análise dos resultados da TIR da Tabela 16, verificou-se que apenas a redução de 2.5% permite obter resultados económicos positivos para a central com início no ano de 2014, no cenário de evolução económica estável. Este facto é comprovado nos resultados do VAL e DPB desta central a uma taxa de desconto de 5% demonstrado na Fig. 57 e Fig. 58, respectivamente. Através dos resultados da TIR pode-se afirmar que mesmo uma redução de 10% da tarifa das centrais com início no ano de 2016 e 2018, estas continuam a obter resultados económicos positivos no cenário de evolução estável.

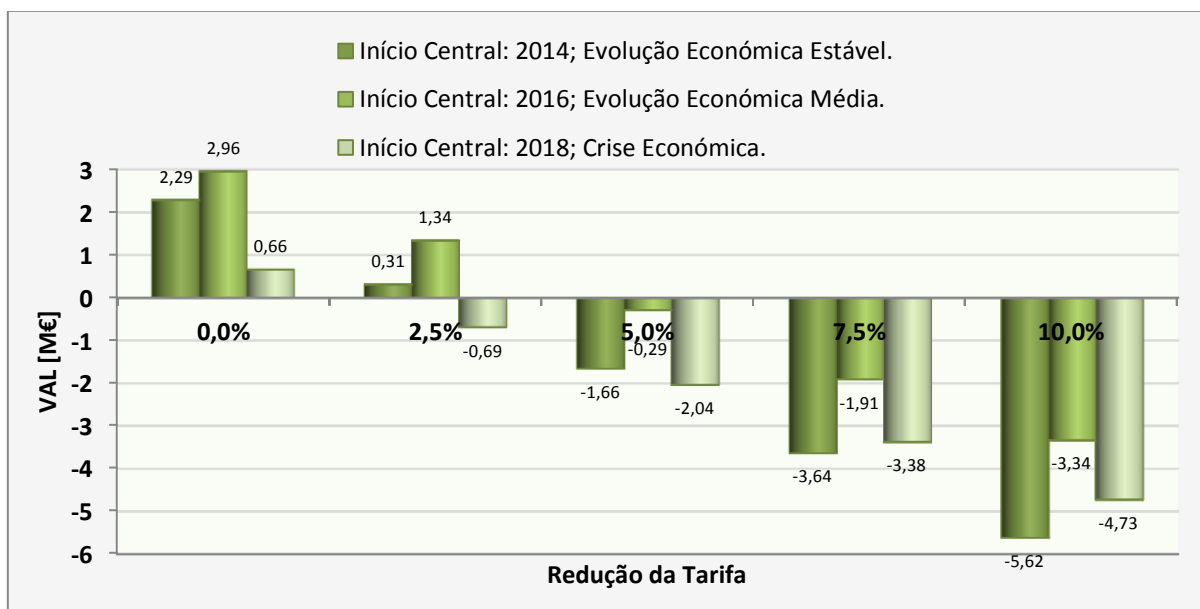


Fig. 57 – Análise de Sensibilidade. Central PV. Redução da Tarifa Bonificada. Resultados do VAL nos distintos cenários económicos, com respectiva redução da tarifa. Valores a preços de Junho de 2012.

<sup>1</sup> Valor constante a preços de Junho de 2012.

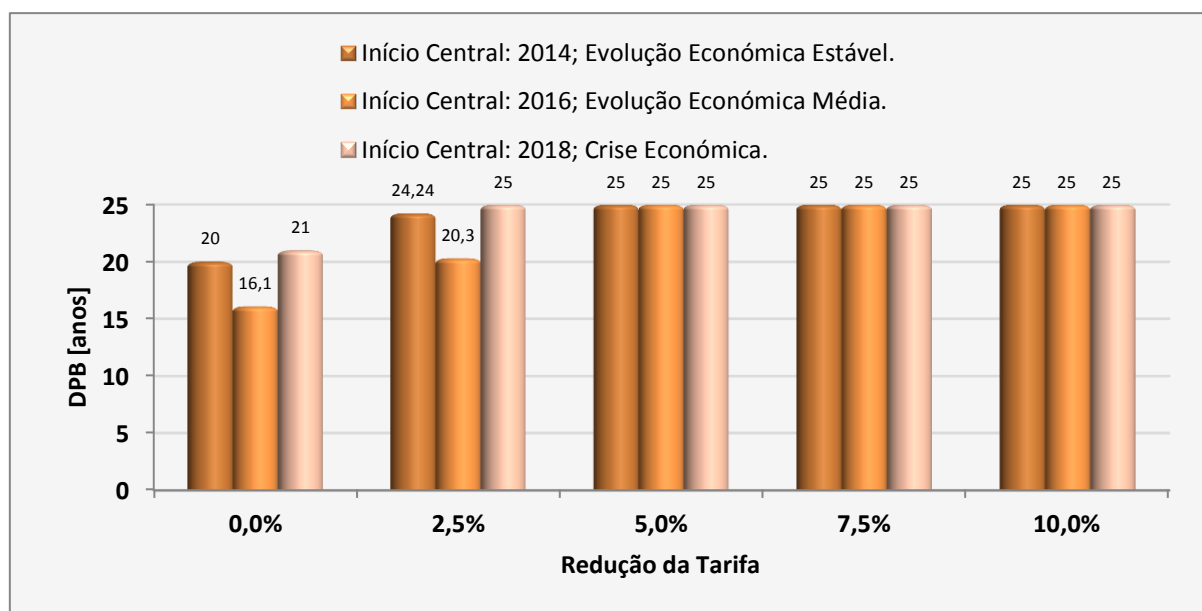


Fig. 58 – Análise de Sensibilidade. Central PV. Redução da Tarifa Bonificada. Resultados do DPB nos distintos cenários económicos, com respectiva redução da tarifa.

A central com início em 2016 só admitiria uma redução de 2.5% na tarifa, para continuar com resultados económicos positivos no cenário de evolução média, tal como se confirma nos valores de VAL e DPB nas Fig. 57 e Fig. 58, a uma taxa de desconto de 7.5%. Neste mesmo cenário, a central de 2018 obteria resultados económicos positivos mesmo com a maior redução da tarifa.

Por fim, no cenário de crise económica, qualquer redução na tarifa provocaria a inviabilidade económica de todas as centrais estudadas, como se verifica nos resultados de VAL e DPB da central de 2018, que constitui o melhor caso neste cenário de evolução económica.

### 5.4.3 Aumento da tarifa – Eólica *Offshore*

#### Central Eólica *Offshore* Fixa – Início de Produção: Junho de 2013

Efectuou-se a avaliação económica de uma central eólica *offshore* fixa, com início em Junho de 2013, com as características definidas no capítulo 5.1. A tarifa desta central é equivalente ao montante de remuneração regulado pela Portaria n.º 286/2011 do Decreto-Lei n.º 225/2007, que define um parâmetro *Z* no cálculo da remuneração de uma central eólica *offshore* flutuante de demonstração (WindFloat). Desprezou-se todos os aspectos limitantes definidos por esta portaria, focando-se apenas no efectivo valor da tarifa, 164 €/MWh no primeiro mês de remuneração, actualizado seguindo as regras do decreto-lei referido.

Os resultados desta avaliação económica são apresentados na Tabela 17, onde os valores da tarifa bonificada média, VAL e LCOE encontram-se a preços de Junho de 2012:

Tabela 17 – Resultados de Avaliação Económica.

Central Eólica *Offshore* Fixa: Início Junho de 2013.

Tarifa Corrente Primeiro Mês de Produção [€/MWh]	Tarifa Bonificada Média (Valores a preços de Junho de 2012) [€/MWh]	TIR [%]	Taxa de desconto real [%]	VAL [M€]	DPB [anos]	LCOE [€/MWh]
164	161,5	-0,47	5	-35,35	>25	99,67
			7,5	-44,43	>25	117,21
			10	-51,12	>25	135,67

Através de todas as características económico-financeiras e do montante da tarifa regulada pela legislação referida, esta central obteve resultados de avaliação económica desfavoráveis, com a TIR a 2,9% e VAL negativo em todos os cenários de evolução económica.

Assim, numa perspectiva de descobrir qual a tarifa bonificada que permite à central estudada obter resultados económicos favoráveis, nos distintos cenários económicos, foi efectuada a análise de sensibilidade ao aumentar a tarifa bonificada e analisando os valores resultantes da TIR (Tabela 18).

Tabela 18 – Análise de Sensibilidade. Aumento da Tarifa Bonificada.

Central Eólica *Offshore* Fixa: Início em Junho de 2013.

Aumento Tarifa	Tarifa Corrente Primeiro Mês de Produção	Tarifa Bonificada Média (Valores constantes a preços de Junho de 2012)	TIR
[%]	[€/MWh]	[€/MWh]	[%]
0	164	161,5	-0,47
...	...	...	...
37,5	225,5	222,1	4,80
40	229,6	226,1	5,14
...	...	...	...
57,5	258,3	254,4	7,49
60	262,4	258,4	7,82
...	...	...	...
75	287,0	282,6	9,76
77,5	291,1	286,7	10,08

A análise de sensibilidade à tarifa focou-se no seu aumento gradual em intervalos de 2,5%, onde foi registado o valor efectivo da tarifa corrente do primeiro mês de análise, a tarifa média (a preços de Junho de 2012) e o respectivo valor da TIR. O objectivo foi encontrar valores da TIR superiores às taxas de desconto dos distintos cenários de evolução económica (5%, 7,5% e 10%).

Foi efectuada a avaliação económica da central ao aplicar-se as tarifas que devolviam as TIR objectivadas. Obteve-se assim os resultados de VAL e DPB nos distintos cenários económicos, demonstrados na Fig. 59 e Fig. 60, respectivamente.

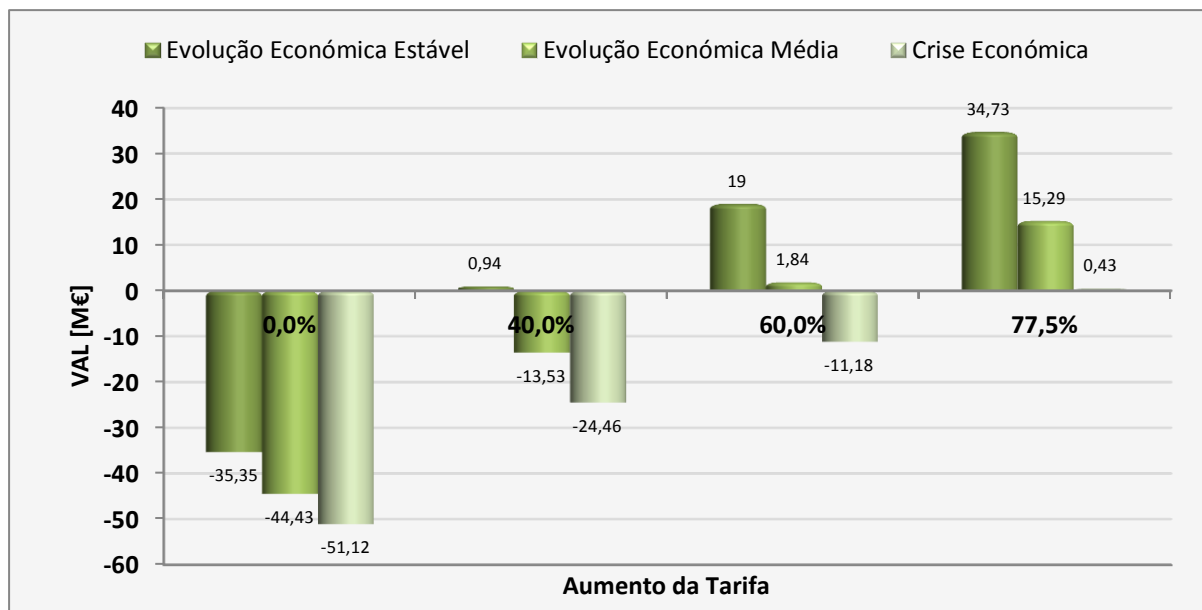


Fig. 59 – Análise de Sensibilidade. Aumento da Tarifa. Resultados do VAL de Centrais Eólicas *Offshore* Fixas: Início Junho de 2013. Valores a preços de Junho de 2012.

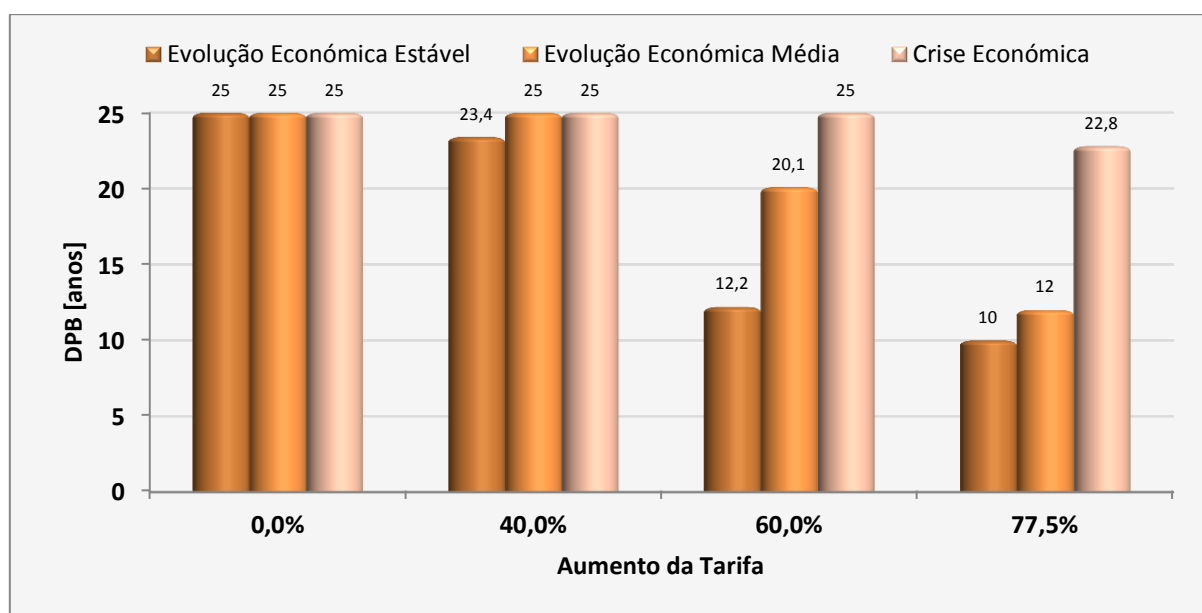


Fig. 60 – Análise de Sensibilidade. Aumento da Tarifa. Resultados do DPB de Centrais Eólicas *Offshore* Fixas: Início Junho de 2013.

O aumento de 40% da tarifa bonifica permitiu obter resultados económicos favoráveis no cenário de evolução económica estável. O valor desta tarifa corrente no primeiro mês de produção é de 229,6 €/MWh, correspondendo a 226,1 €/MWh de tarifa bonificada média com um VAL de 0,94 M€ e 23,4 anos de DPB.

Num cenário de evolução média foi necessário um aumento de 60% da tarifa, equivalendo 262,4 €/MWh no primeiro mês de produção, correspondendo a 258,4 €/MWh de tarifa bonificada média com um VAL de 1,84 M€ e 20,1 anos de DPB.



Por último, num cenário de crise económica, foi necessário um aumento de 77,5% da tarifa para que esta central obtivesse resultados económicos favoráveis, com a tarifa corrente no primeiro mês de produção a 291,1 €/MWh, o que corresponde a 286,7 €/MWh de tarifa bonificada média corrigida a preços de Junho de 2012, com um VAL de 0,43 M€ e 22,8 anos de DPB.

A maior tarifa estudada nesta análise (291,1 €/MWh), com capacidade de fornecer resultados económicos favoráveis à central eólica *offshore* fixa num cenário de crise económica, tem valor inferior à tarifa regulada por lei de uma central fotovoltaica (301,5 €/MWh).

### Central Eólica *Offshore* Flutuante – Início de Produção: Junho de 2013

O estudo de análise de sensibilidade à tarifa, efectuado na central eólica *offshore* fixa, foi também executado numa central eólica *offshore* flutuante, com as características económico-financeiras definidas no capítulo 5.1 e com a tarifa equivalente ao montante de remuneração regulado pela Portaria n.º 286/2011 do Decreto-Lei n.º 225/2007 (164 €/MWh). Primeiramente efectuou-se o estudo da TIR desta central, sem modificar o montante da tarifa bonificada. Os resultados deste estudo são apresentados na Tabela 19, onde os valores da tarifa bonificada média e do LCOE encontram-se a preços de Junho de 2012:

Tabela 19 – Resultados de Avaliação Económica.

Central Eólica *Offshore* Flutuante: Início Junho de 2013.

Tarifa Corrente Primeiro Mês de Produção [€/MWh]	Tarifa Bonificada Média (Valores a preços de Junho de 2012) [€/MWh]	TIR [%]	Taxa de desconto real [%]	LCOE [€/MWh]
164	161,5	-1,37	5	104,6
			7,5	123,9
			10	144,1

Devido aos elevados custos associados à tecnologia flutuante e à tarifa 164 €/MWh, os resultados da TIR são muito desfavoráveis. Desta forma, efectuou-se a análise de sensibilidade ao aumentar tarifa bonificada em intervalos de 2,5%, com o objectivo de obter valores da TIR superior às taxas de desconto (5%, 7,5% e 10%) associadas aos distintos cenários de evolução económica, Tabela 20.

Tabela 20 – Análise de Sensibilidade. Aumento da Tarifa Bonificada.

Central Eólica *Offshore* Flutuante: Início em Junho de 2013.

Aumento Tarifa [%]	Tarifa Corrente Primeiro Mês de Produção [€/MWh]	Tarifa Bonificada Média (Valores constantes a preços de Junho de 2012) [€/MWh]	TIR Valor [%]
0	164	161,5	-1,37
...	...	...	...
47,5	237,8	238,2	4,74
50	246	242,2	5,05
...	...	...	...
70	278,8	274,5	7,49
72,5	282,9	278,6	7,79
...	...	...	...
90	311,6	306,84	9,87
92,5	315,7	310,9	10,16

Foi efectuada a avaliação económica da central ao aplicar as tarifas que devolviam as TIR objectivadas. Obteve-se assim os resultados de VAL e DPB nos distintos cenários económicos, demonstrados na Fig. 61e Fig. 62, respectivamente.

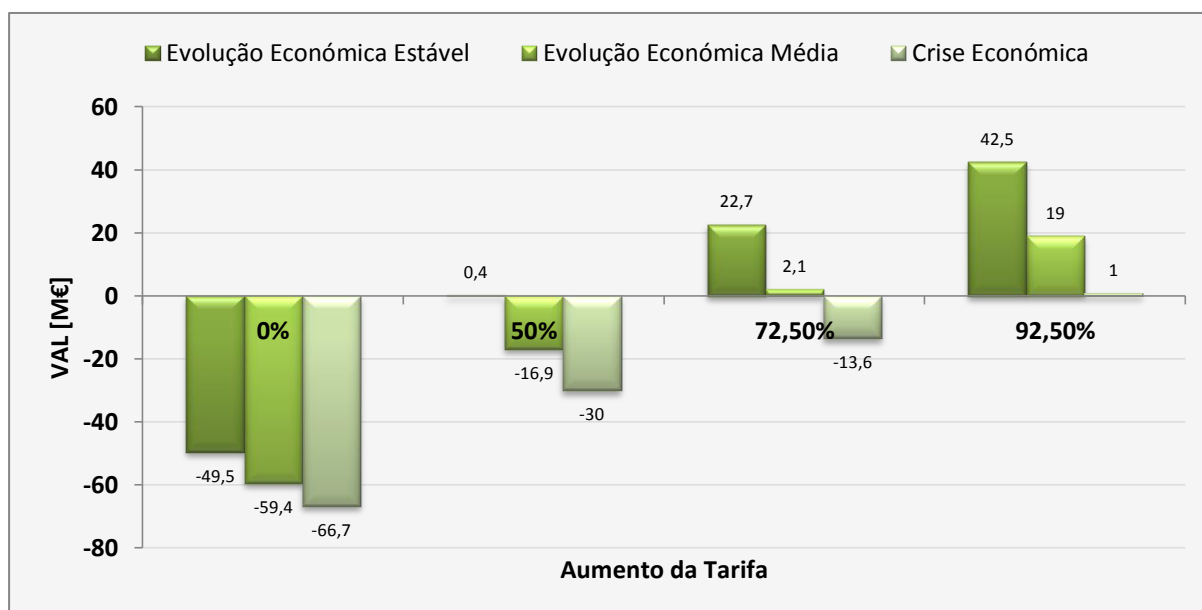


Fig. 61 – Análise de Sensibilidade. Aumento da Tarifa. Resultados do VAL de Centrais Eólicas Offshore Flutuantes: Início Junho de 2013. Valores a preços de Junho de 2012.

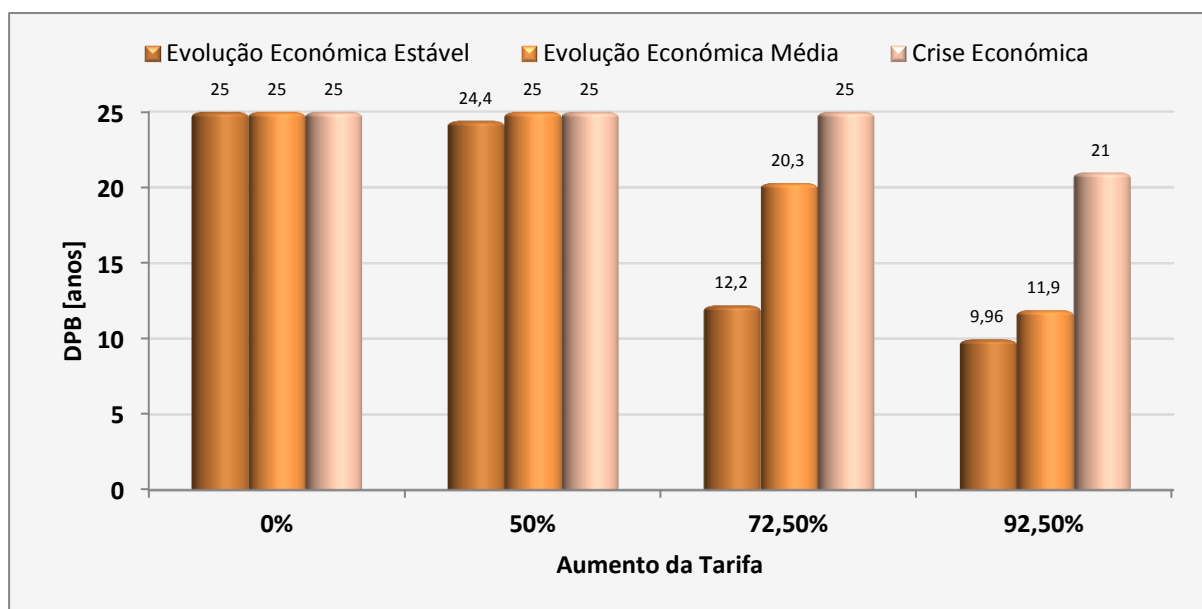


Fig. 62 – Análise de Sensibilidade. Aumento da Tarifa. Resultados do DPB de Centrais Eólicas Offshore Flutuantes: Início Junho de 2013.

Num cenário de evolução económica estável, a tarifa da central eólica *offshore* flutuante teria de sofrer um aumento de 50%. A tarifa corrente no primeiro mês de produção tomaria o valor de 242,2 €/MWh, correspondendo a uma tarifa média de 246 €/MWh, com a TIR a 5,05%, o VAL a 0,4 M€ e um DPB de 24,4 anos.

Se o cenário considerado fosse de evolução económica média, seria necessário um aumento de 72,5% da tarifa, equivalendo a 278,6 €/MWh no primeiro mês de produção e uma tarifa média de 282,9 €/MWh, com o valor da TIR a 7,79%, o VAL a 2,1 M€ e um tempo de retorno de 20,3 anos.

Por último, num cenário de crise económica, seria necessário um aumento de 92,5% da tarifa para que a central flutuante alcançasse resultados económicos favoráveis, onde a tarifa corrente no primeiro mês de produção fosse de 310,9 €/MWh, correspondendo a 315,7 €/MWh de tarifa bonifica média, com a TIR a 10,16%, o VAL a 1 M€ e o tempo de retorno descontado com 21 anos.

A maior tarifa estudada nesta análise (315,7 €/MWh), com capacidade de fornecer resultados económicos favoráveis à central eólica *offshore* flutuante num cenário de crise económica, tem valor ligeiramente superior à tarifa regulada por lei de uma central fotovoltaica (301,5 €/MWh). As tarifas necessárias para que a central eólica *offshore* flutuante obtenha resultados económicos positivos nos cenários de evolução estável e média, são inferiores à tarifa fotovoltaica.

## 5.5 Resultados – Análise Espacial

Além de permitir o estudo pontual da avaliação económica de centrais eólicas e fotovoltaicas, a ferramenta *AEAS\_EoPv* tem a funcionalidade de produzir variados mapas relacionado com estas distintas tecnologias, tais como: Energia Anual Produzida, Remuneração Anual, LCOE, TIR, VAL de vida do projecto, Tempo de Retorno Simples, Tempo de Retorno Descontado, VAL de 15 anos.

O objectivo do estudo efectuado neste capítulo foi analisar a distribuição espacial do LCOE, nos três cenários de evolução económica abordados, de forma a comparar os custos das distintas tecnologias nos melhores locais para as suas instalações. Foram produzidos mapas de LCOE de um dispositivo-teste com 2 MW de potência nominal para tecnologias eólicas *onshore*, *offshore* fixa, *offshore* flutuante e solar fotovoltaica, todas as instalações com início de produção em Junho de 2013 e com características económico-financeiras definidas no capítulo 5.1.

Na produção dos mapas de centrais eólicas *onshore* e solar fotovoltaicas, o parâmetro “Outros Custos” teve de sofrer um tratamento prévio. No capítulo 5.1, este parâmetro foi definido para uma central com 26MW de potência instalada. Assim, seguindo a mesma metodologia, este parâmetro corresponde a 5% do custo médio da turbina (1400 €/kW) numa central de 2 MW de potência instalada, tal como definido na equação (5.2).

$$OutrosCustos_{Eo\_Fv} = \frac{0.05 \times 1400 \times 2000}{1 \times 10^6} = 0.14 [M\text{€}] \quad (5.2)$$

Numa primeira fase foram calculados os mapas de energia anual produzida, Fig. 63, onde cada célula do mapa tem dimensão 500x500 metros e foi instalado um dispositivo-teste com 2 MW de potência nominal. Como todos os casos têm a mesma potência instalada, o que varia entre as tecnologias é a disponibilidade do recurso renovável.

Na análise da Fig. 63, é notório a diferença de energia anual produzida entre as tecnologias. Como a turbina eólica utilizada é a mesma para todos os casos eólicos, só existe um mapa para a tecnologia *offshore*. Visto que os locais de instalação são distintos, a energia anual produzida pela eólica *offshore* flutuante é maior, por estar instalada em locais mais distantes da costa e terem maior disponibilidade do recurso. Numa perspectiva de demonstrar os locais possíveis de instalação para as tecnologias eólicas *offshore*, foi admitido uma batimetria entre 0 e 40 metros de profundidade para a eólica *offshore* fixa e na tecnologia flutuante admitiu-se uma batimetria entre 40 e 200 metros de profundidade. No cálculo económico, o custo de capital associado a estas tecnologias também são distintos.

A partir dos mapas da energia anual resultantes, foram efectuados os cálculos económicos para as distintas tecnologias. Assim foram gerados os mapas de LCOE, tal como representados através das Fig. 64 à Fig. 67.

### Energia Anual Produzida<sup>1</sup>

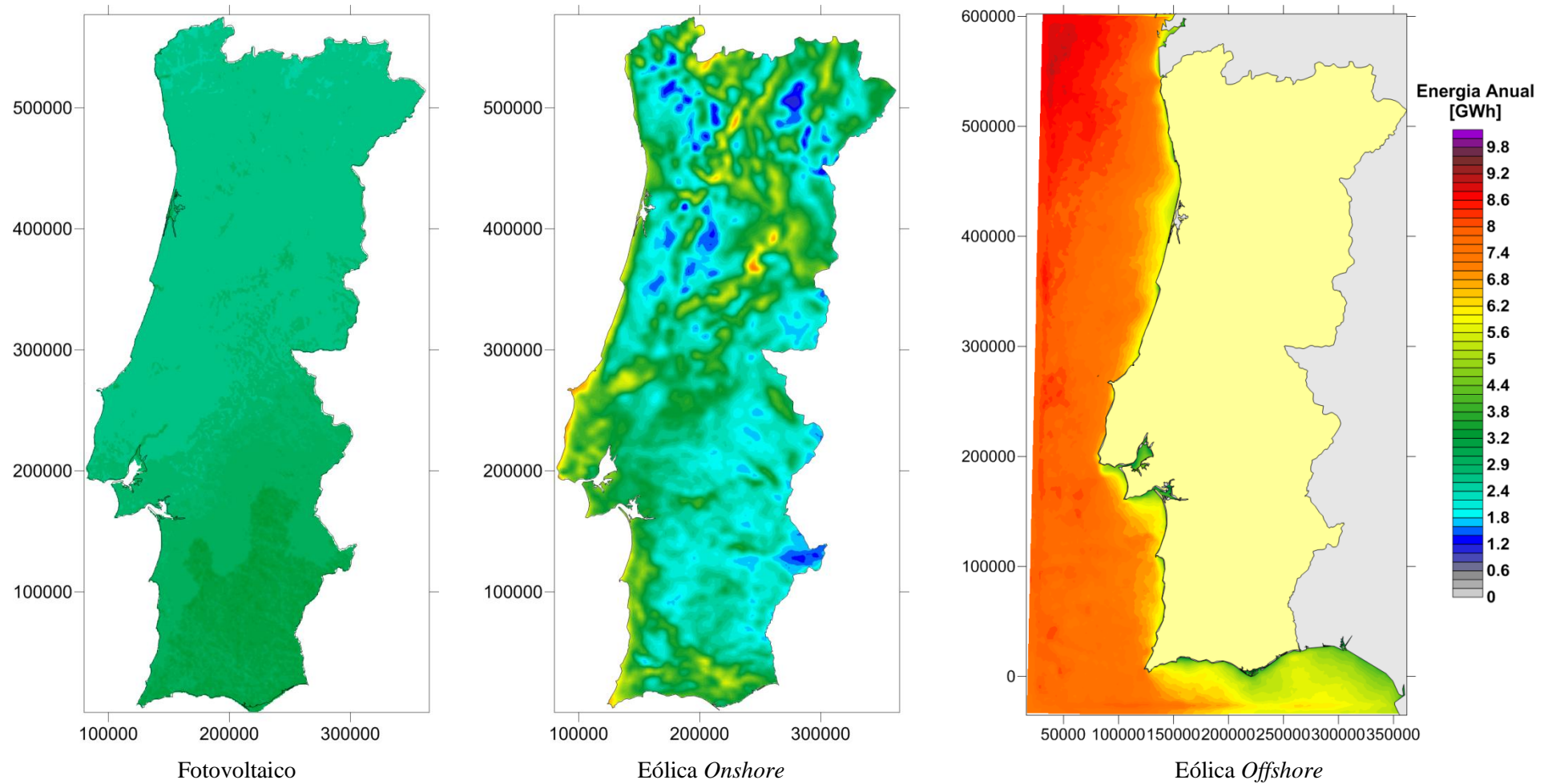


Fig. 63 – Atlas da energia anual produzida por *dispositivos-teste* com 2 MW de potência nominal de distintas tecnologias.

<sup>1</sup> Calculada com *dispositivos-teste* com 2 MW de potência nominal.

**LCOE: Tecnologia Eólica *Onshore***

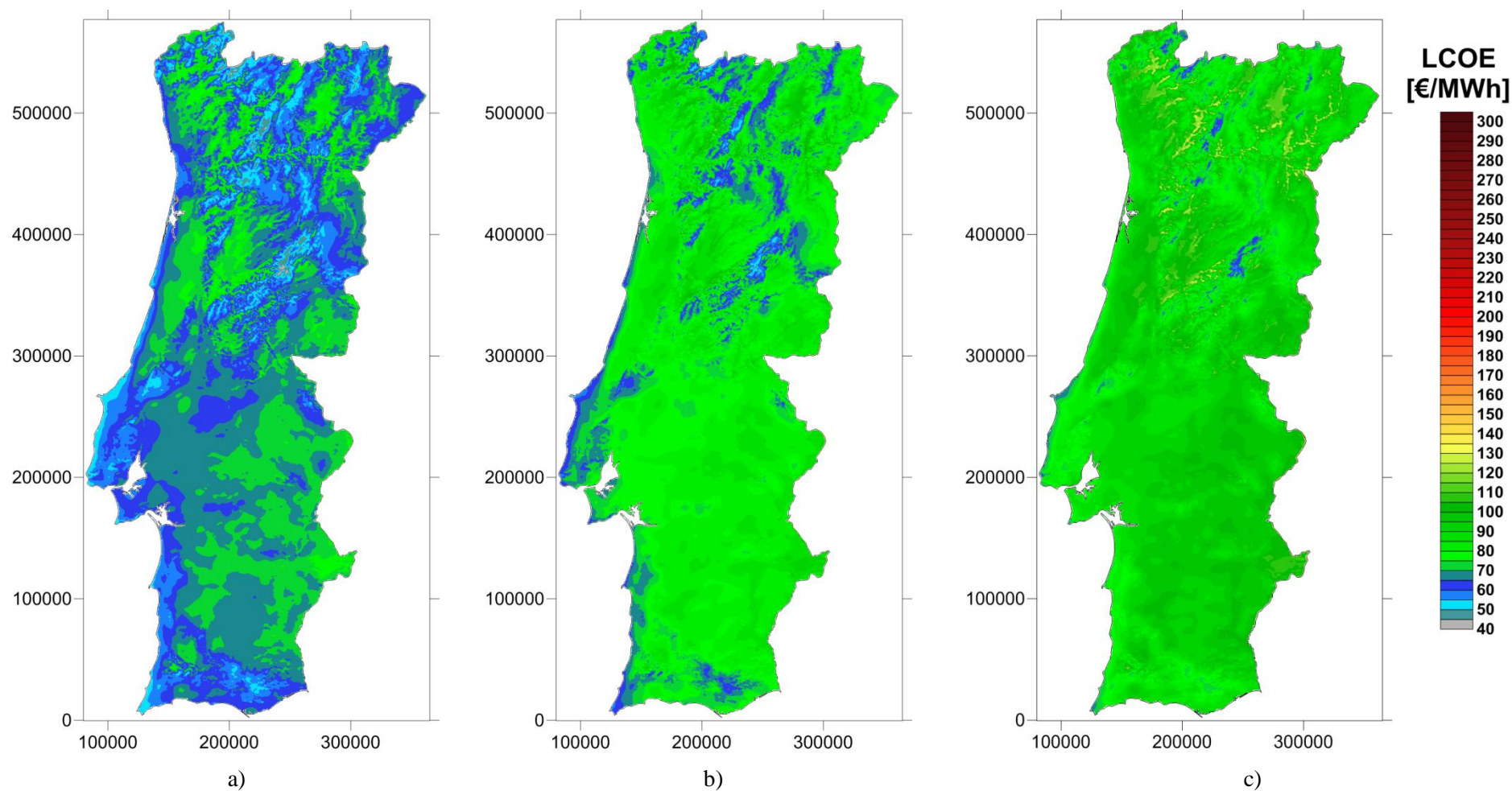


Fig. 64 – Atlas LCOE Eólica *Onshore*: Início de Produção em Junho de 2013.

Cenários: a) Evolução Económica Estável; b) Evolução Económica Média; c) Crise Económica.



**LCOE: Tecnologia Solar Fotovoltaica**

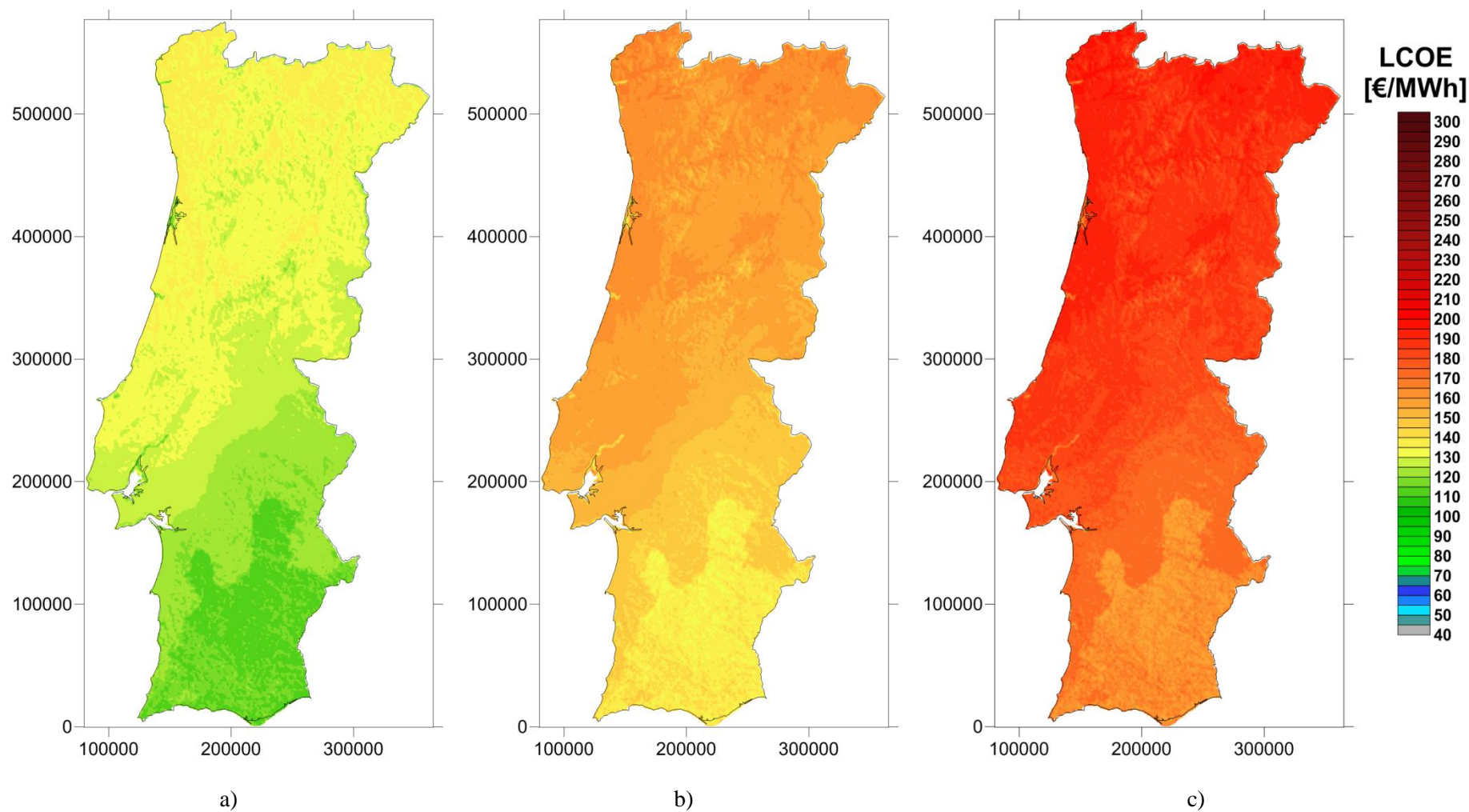


Fig. 65 – Atlas LCOE Fotovoltaico: Início de Produção em Junho de 2013.  
Cenários: a) Evolução Económica Estável; b) Evolução Económica Média; c) Crise Económica.

**LCOE: Tecnologia Eólica *Offshore* Fixa**

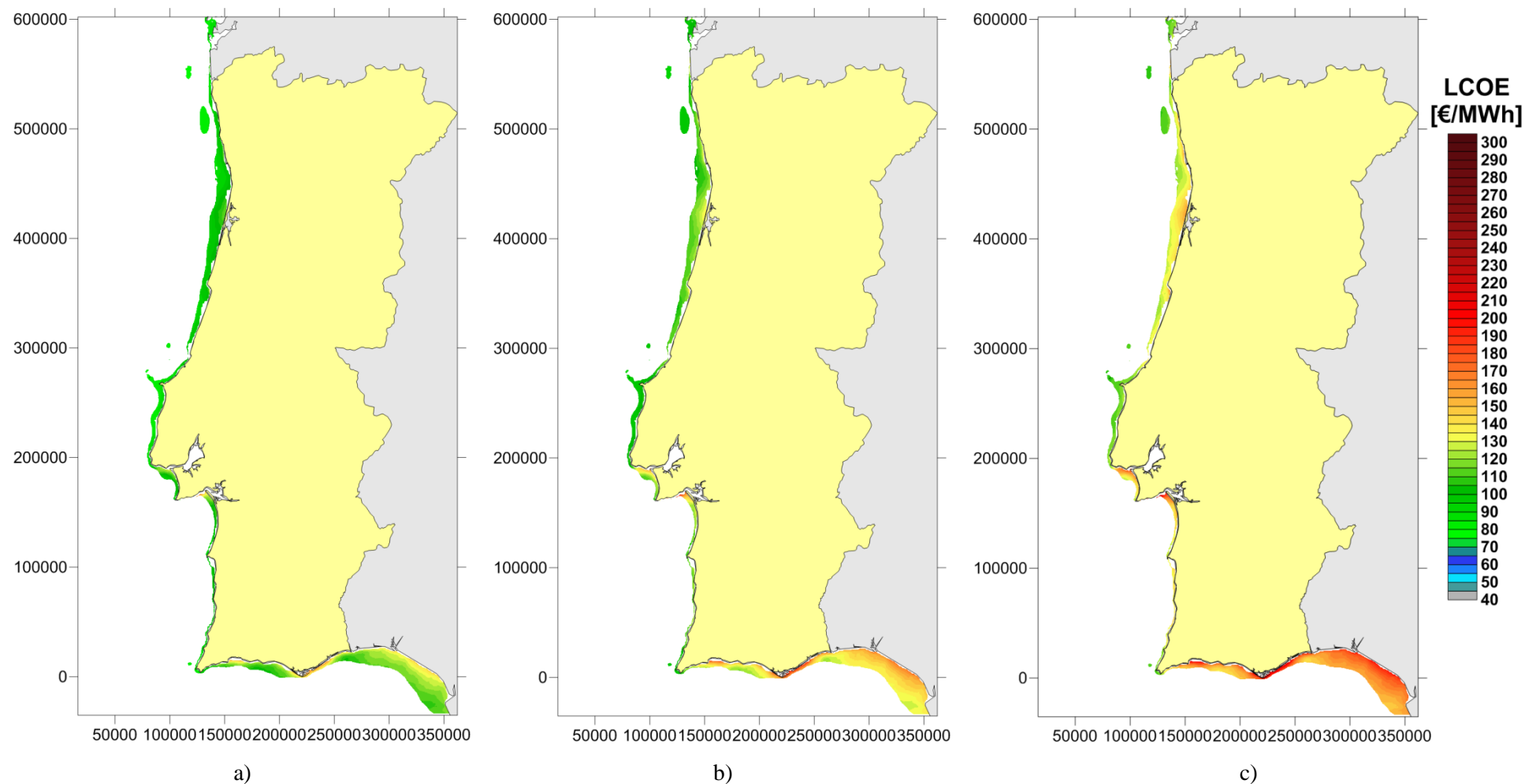


Fig. 66 – Atlas LCOE Eólica *Offshore* Fixa. Batimetria entre 0 e 40 metros. Início de Produção em Junho de 2013.

Cenários: a) Evolução Económica Estável; b) Evolução Económica Média; c) Crise Económica.



**LCOE: Tecnologia Eólica *Offshore* Flutuante**

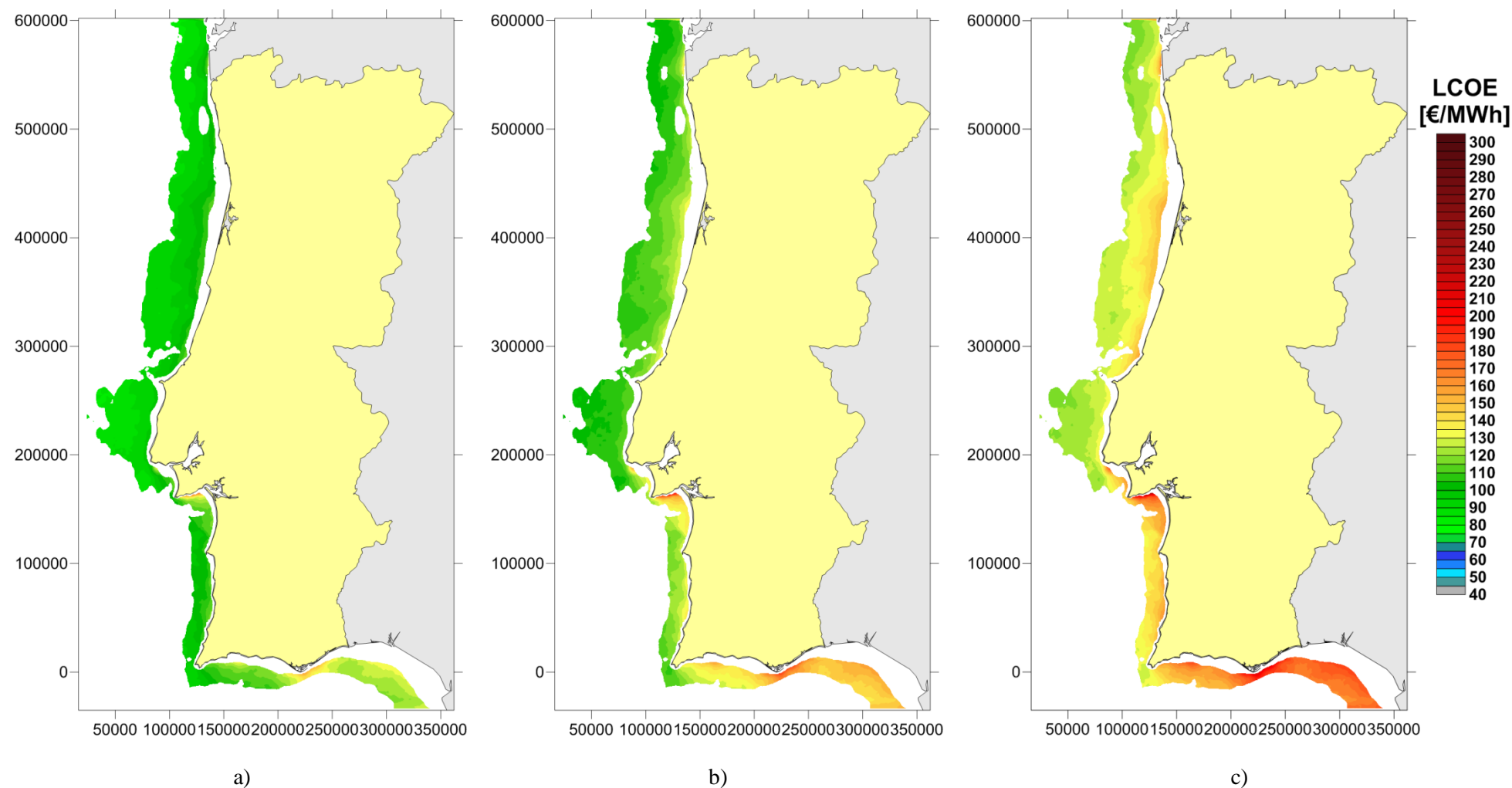


Fig. 67 – Atlas LCOE Eólica *Offshore* Flutuante. Batimetria entre 40 e 200 metros. Início de Produção em Junho de 2013.

Cenários: a) Evolução Económica Estável; b) Evolução Económica Média; c) Crise Económica.

Na Tabela 21 estão identificados os valores de LCOE nos distintos cenários de evolução económica das melhores zonas de possível instalação para cada tecnologia.

Tabela 21 – Análise espacial. LCOE. Centrais  
com início de produção em Junho de 2013.

Tecnologia	Melhores Locais	LCOE [€/MWh]		
		Evolução Económica Estável	Evolução Económica Média	Crise Económica
Eólica <i>Onshore</i>	Zona de Costa e Montanha	40 – 55	47 – 70	54 – 80
Solar Fotovoltaica	Alentejo e Algarve	111 – 127	134 – 153	158 – 180
Eólica <i>Offshore</i> Fixa	Toda a Costa Continental	77 – 173	91 – 204	105 – 236
Eólica <i>Offshore</i> Flutuante	Toda a Costa Continental	82 – 178	98 – 211	114 – 246

Devido principalmente aos custos de capital reduzidos e à maior maturidade, a eólica *onshore* foi a tecnologia com menor LCOE em todos os cenários de evolução económica.

A maior disponibilidade do recurso e os custos associados fez com que a central eólica *offshore* fixa seja a segunda tecnologia com melhores valores de LCOE. Nos locais com maior disponibilidade de energia, esta tecnologia atingiu LCOE de 77 €/MWh no cenário de evolução económica estável, 91 €/MWh no cenário de evolução média e 105 €/MWh no cenário de crise económica.

A solar fotovoltaica obteve valores superiores nos melhores locais, com LCOE de 111 €/MWh no cenário de evolução económica estável, 134 €/MWh no cenário de evolução média e 158 €/MWh no cenário de crise económica. Mesmo com um custo de capital superior, a central eólica *offshore* flutuante obteve melhores resultados de LCOE. Comparativamente à central fotovoltaica, a central eólica *offshore* flutuante tem maior disponibilidade de recurso, fazendo com que os resultados de LCOE sejam menores, mesmo com um maior custo de capital associado à tecnologia *offshore*. Assim, nos locais com maior recurso disponível, a tecnologia eólica *offshore* flutuante obteve LCOE de 82 €/MWh no cenário de evolução económica estável, 98 €/MWh no cenário de evolução média e 114 €/MWh no cenário de crise económica.

## 6. Conclusão

Na presente dissertação foi desenvolvida uma ferramenta, intitulada por *AEAS\_EoPv*. Esta permite efectuar diferentes abordagens de estudo de avaliação económica de centrais eólicas *onshore*, *offshore* (fixa e flutuante) e solar fotovoltaicas, com específicos parâmetros técnicos e económico-financeiros próximos à realidade, utilizando as regras de remuneração impostas pela legislação portuguesa. Foram respeitadas as condições económico-financeiras presentes em cada ano para cada tipo de tecnologia. Os valores utilizados em todas as análises e abordagens foram corrigidos pelo IPC a preços de Junho de 2012. Desta maneira, foram evitados erros de interpretação de preços devidos à inflação, possibilitando a comparação de resultados económicos de centrais que iniciaram a sua produção em anos distintos.

A primeira abordagem de estudo foi uma análise às tarifas impostas por cada legislação. Foram efectuados estudos distintos para cada tecnologia, com o objectivo de analisar a evolução das tarifas ao longo dos anos e obter dados que posteriormente ajudaram na interpretação dos resultados económicos.

As análises efectuadas no capítulo 5.2 permitiram confirmar que as tarifas bonificadas reguladas pelo Decreto-Lei n.º 339-C/2001 têm menor valor, quanto maior o número de horas em funcionamento (NEPS) das centrais eólicas *onshore*. Concluiu-se assim, que uma central localizada num ponto com grande potencial e, com maior número de horas anuais em funcionamento, produz energia remunerada a preços cada vez mais reduzidos ao longo do ano, sendo por isso desvalorizada parte desta energia.

Por outro lado, quanto mais tardio o início de produção de centrais eólicas e fotovoltaicas, reguladas pelo Decreto-Lei n.º 33-A/2005 e actualizadas pelo Decreto-Lei n.º 225/2007, menor será o valor monetário das respectivas tarifas bonificadas. Estas legislações fixam o momento de referência para o cálculo da remuneração mensal ( $IPC_{ref}$ ) no mês anterior ao início de produção da central. Deste modo, a tarifa corrente é semelhante para todas as centrais com a mesma tecnologia, independentemente do ano do início de produção. Como a moeda sofre efeitos de inflação, esta assume valores diferentes em cada ano, e, por este motivo, as tarifas correntes têm distintos valores monetários para centrais que iniciam a sua produção em diferentes anos.

Para possibilitar a análise desta diferença, foram corrigidas todas as tarifas para um mesmo momento (Junho de 2012) e observados os valores das suas médias. Concluiu-se que quanto mais tardio for o início de produção da central, menor será o valor monetário da tarifa, o que origina piores resultados económicos para as centrais mais recentes, o que pode anular futuros investimentos.

Posteriormente, efectuou-se uma análise temporal em centrais eólicas e fotovoltaicas. Nesta análise, fez-se variar o ano de início de produção da central para ser possível analisar o verdadeiro impacto das

condições económico-financeiros presentes em cada ano. Com esta análise também foi possível estudar a influência nos resultados económicos das regras de remuneração de distintas legislações.

Foi efectuada uma análise temporal para centrais eólicas *onshore* com início de produção entre 2000 e 2013. Verificou-se que centrais com início de produção até o ano de 2005 alcançaram resultados de avaliação económica consistentemente positivos. As centrais com início a partir de 2006 obtiveram resultados negativos devido, principalmente, à redução progressiva da tarifa bonificada, provocadas pelos DL 33-A/2005 e 225/2007, e devido também ao aumento gradual do custo de capital médio desta tecnologia. Com todas estas condições, e tendo em conta o aumento da taxa de desconto nos últimos anos, foi possível concluir que se tornou economicamente impraticável o investimento nesta tecnologia nos anos recentes.

Relativamente às centrais fotovoltaicas, a análise temporal foi efectuada a centrais com início de produção entre 2007 e 2020, visto este intervalo incluir grandes centrais fotovoltaicas presentes no território português e também futuros investimentos. Tendo em conta que, quanto mais recente é a central, menor é o valor monetário da sua tarifa bonificada, esperou-se que quanto mais tardio fosse o seu início de produção, pior seriam os seus resultados económicos. Conclui-se que esta realidade não se concretiza, visto os custos de capital médio desta tecnologia terem sofrido nos anos mais recentes uma redução acentuada, que se faz sentir até ao ano 2020. Esta redução provoca um incremento positivo dos resultados económicos. Para uma taxa de desconto real de 7,5% (cenário económico médio), as centrais com início até 2015 obtiveram resultados de avaliação económica negativos, sendo que a partir de 2016 os resultados obtidos foram positivos.

Numa tentativa de analisar a avaliação económica de futuras centrais fotovoltaicas em distintos cenários de evolução económica, foi executada uma análise de sensibilidade à taxa de desconto. O objectivo foi simular cenários de evolução económica estável, média e de crise, com taxas de desconto de 5%, 7,5% e 10%, respectivamente.

Verificou-se que, num cenário de evolução económica estável, as centrais fotovoltaicas com início posterior a 2014 obtinham resultados económicos favoráveis. Como o custo de capital reduz-se gradualmente no decorrer dos anos, estes resultados são sucessivamente melhores quanto mais tardio o início de produção da central. Assim, num cenário de evolução económica média, apenas as centrais com início a partir de 2016 detêm o custo de capital baixo o suficiente para suportar a taxa de rentabilidade exigida neste cenário. Da mesma forma, apenas as centrais com início a partir de 2018 têm custos de capital suficientemente baixos para sustentar a taxa de rentabilidade exigida num cenário de crise económica.

Posteriormente, e com o objectivo de estudar o comportamento económico de centrais eólicas *onshore* e fotovoltaicas em futuras decisões políticas de redução da tarifa bonificada, foi executada uma análise de sensibilidade, ao reduzir a remuneração destas centrais entre 2.5%, 5%, 7.5% e 10% a partir de

2013. No estudo efectuado às centrais eólicas, optou-se por analisar apenas o comportamento económico de centrais com início em 2002, 2004 e 2005, visto englobarem todas as que têm resultados económicos positivos que sofreriam perturbações provocadas pela redução da tarifa. Estes resultados económicos são afectados de forma distinta, devido à diferença de anos aos quais estas centrais são influenciadas pelas reduções das tarifas, e também pelos seus distintos aspectos económico-financeiros associados ao ano de início de produção. Apesar destas reduções contribuírem para o decréscimo dos resultados de avaliação económica, estes continuam em terreno positivo.

Analogamente, o estudo da análise de sensibilidade à redução da tarifa de centrais fotovoltaicas foi executado na primeira central a ter resultados económicos positivos, em cada cenário de evolução económica. Assim, numa evolução económica estável, a primeira central com resultados económicos positivos seria a que iniciasse a sua produção em 2014. Se a evolução económica fosse média, a primeira central seria a de 2016 e, se fosse um cenário de crise económica, a primeira central seria a de 2018.

Verificou-se que, apenas a redução de 2.5% permitiria obter resultados económicos positivos para a central com início em 2014, num cenário de evolução económica estável. Nesta mesma evolução, as centrais com início em 2016 e 2018 permitiriam uma redução de 10% da tarifa. Quanto à evolução económica média, a central com início em 2016 só admitiria uma redução de 2.5% na tarifa. Todavia a central de 2018 obteria resultados económicos positivos, mesmo com a maior redução. No cenário de crise económica, qualquer redução na tarifa provocaria a instabilidade económica de todas as centrais estudadas.

Posteriormente, foi executada a avaliação económica de centrais eólicas *offshore* fixa e flutuante, ambas com início em Junho de 2013. As suas tarifas equivalem ao montante de remuneração regulado pela legislação que define a tarifa de uma central eólica *offshore* flutuante de demonstração (WindFloat). Foram desprezados todos os aspectos limitantes definidos por esta legislação, com foque apenas no efectivo valor da tarifa, 164 €/MWh.

Os resultados de avaliação económica foram negativos para ambas as centrais. Assim, foi efectuada uma análise de sensibilidade ao aumentar a remuneração de cada central, com o objectivo de encontrar a tarifa adequada que fornecesse resultados de avaliação económica positivos, nos distintos cenários de evolução económica.

Em centrais *offshore* fixas, numa evolução económica estável, seria necessário um aumento de 40% da tarifa bonificada, para que esta central obtivesse resultados económicos positivos. Da mesma forma, num cenário médio de evolução económica, seria necessário um aumento de 60%, enquanto que numa crise económica seria indispensável um aumento de 77,5% da tarifa bonificada.

A maior tarifa estudada nesta análise (291,1 €/MWh), com capacidade de fornecer resultados económicos favoráveis à central eólica *offshore* fixa num cenário de crise económica, tem um valor

inferior à tarifa regulada por lei de uma central fotovoltaica (301,5 €/MWh), ambas as centrais com início da produção em Junho de 2013.

Num cenário de evolução económica estável, seria necessário um aumento de 50% da tarifa bonificada para que a central eólica *offshore* flutuante obtivesse resultados económicos positivos. No entanto, seria necessário um aumento de 72,5% da tarifa num cenário médio de evolução económica; e um aumento da tarifa de 92,5% num cenário de crise económica.

A maior tarifa estudada nesta análise (315,7 €/MWh), com capacidade de fornecer resultados económicos favoráveis à central eólica *offshore* flutuante num cenário de crise económica, tem valor ligeiramente superior à tarifa regulada por lei de uma central fotovoltaica (301,5 €/MWh). As tarifas necessárias para que a central eólica *offshore* flutuante obtivesse resultados económicos positivos nos cenários de evolução estável (242,2 €/MWh) e média (278,6 €/MWh), são inferiores à tarifa fotovoltaica.

Por fim, tirou-se partido da funcionalidade da ferramenta *AEAS\_EoPv* para produzir mapas de avaliação económica. Efectuou-se o estudo de distribuição espacial do custo normalizado de energia (LCOE) de dispositivos eólicos *onshore*, *offshore* fixa, *offshore* flutuante e solar fotovoltaicos, todos eles com início de produção em Junho de 2013 e com uma potência nominal instalada de 2 MW.

O objectivo deste estudo foi analisar a distribuição espacial do LCOE, nos três cenários de evolução económica abordados, por forma a comparar os custos das distintas tecnologias nos melhores locais para as suas instalações. Devido principalmente aos custos de capital reduzido e à maior maturidade, a eólica *onshore* foi a tecnologia com menor LCOE em todos os cenários de evolução económica.

A central eólica *offshore* fixa, foi a segunda tecnologia com melhores valores de LCOE devido à maior disponibilidade do recurso e aos custos associados. Nos locais com maior disponibilidade do recurso, esta tecnologia atingiu valores de LCOE de 77 €/MWh no cenário de evolução económica estável, 91 €/MWh no cenário de evolução média e valores de 105 €/MWh no cenário de crise económica. Nos melhores locais para a sua instalação, a tecnologia solar fotovoltaica obteve piores valores de LCOE comparativamente à eólica *offshore* fixa. Atingiu valores de 111 €/MWh no cenário de evolução económica estável, 134 €/MWh no cenário de evolução média e 158 €/MWh no cenário de crise económica.

Mesmo com um custo de capital superior, a central eólica *offshore* flutuante obteve melhores resultados de LCOE, comparativamente à central fotovoltaica. Esta tecnologia *offshore* tem maior disponibilidade de recurso, fazendo com que os resultados de LCOE sejam menores, mesmo com um maior custo de capital associado à tecnologia flutuante. Assim, nos locais com maior recurso disponível, a tecnologia eólica *offshore* flutuante obteve LCOE de 82 €/MWh no cenário de evolução económica estável, 98 €/MWh no cenário de evolução média e 114 €/MWh no cenário de crise económica.

É importante salientar que a solar fotovoltaica tem sofrido uma elevada redução nos seus custos de capital. Por este motivo, com base no estudo efectuado no capítulo 5.4, esta tecnologia atinge resultados cada vez mais competitivos, com níveis equivalentes de LCOE da eólica *offshore* fixa a partir de 2015 e 2016. Em 2020 a solar fotovoltaica poderá atingir valores de LCOE equivalentes à tecnologia eólica *onshore*, com valores de VAL, TIR e DPB muito superiores em qualquer cenário de evolução económica. Conclui-se que esta tecnologia entrará numa boa fase de maturidade, sendo talvez a mais promissora em termos de investimento num futuro próximo.

Os resultados obtidos permitem clarificar o peso que cada legislação em vigor tem nos resultados económicos de centrais eólicas e fotovoltaicas no território português. Contribuem ainda para perspectivar o comportamento económico destas centrais ao longo dos anos, permitindo a construção de cenários de evolução da viabilidade económica a médio/longo prazo.

#### **Aplicação da ferramenta desenvolvida e trabalho futuro:**

A obtenção precisa de resultados de avaliação económica de centrais renováveis é de extrema importância para garantir futuros investimentos nestas tecnologias, proporcionando um acréscimo de produção de energia limpa e visando um futuro mais sustentável neste planeta.

Nesse sentido, a ferramenta descrita na presente dissertação foi produzida no âmbito de uma Bolsa de Investigação do LNEG, e utilizada como apoio ao cálculo de avaliação económica da *Task 4.4*, “*Interim Economic Progress Report*”, *deliverable 4.16 e 4.17* do projecto *FP7 NORSEWind* e na “*Task 5.3 Design of a preliminary Roadmap for marine energies adapted to the Portuguese scenario*” do projecto “*FCT - Roadmap-WW - Metodologias para Concepção, Monitorização e Actualização de Estratégias de Desenvolvimento: Aplicação ao Caso das Energias Marinhas em Portugal*”, projecto onde foi igualmente adaptada para o cálculo de avaliação económica de centrais de energia das ondas.

Trabalhos futuros englobam a adaptação da ferramenta *AEAS\_EoPv* para efectuar cálculos com outras tecnologias de fontes renováveis e também a utilização de séries de vento/irradiação por forma a obter resultados ainda mais precisos e próximos da realidade.

## 7. Referências

- Al-Hasan, A.Y., Ghonein, A.A. & Abdullah, A.H., 2003. *Optimizing electrical load pattern in Kuwait using grid connected photovoltaic systems*. [Online] Kuwait: Energy Conversion and Management Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890403001638> [Consultado em 19 Agosto 2012].
- APREN, 2009. *Estudo Impacto macroeconomico do sector das energias renováveis em Portugal - Deloitte Consultores: Portugal*. [Online] Portugal: Deloitte Consultores Disponível em: [http://www.apren.pt/fotos/noticias/apren\\_impacto\\_energias\\_renovaveis\\_1266829068.pdf](http://www.apren.pt/fotos/noticias/apren_impacto_energias_renovaveis_1266829068.pdf) [Consultado em 30 Agosto 2012].
- Banco de Portugal, 2012. *BPstat mobile*. [Online] (1) Disponível em: <http://www.bportugal.pt/Mobile/BPStat/Forms/SeriesEstatisticas.aspx?IndID=P6COONOUdPI=&SerID=BRRBt06Tkaw=&sr=v3veB6eBmaisBTwMfGvejksVw==&Show=dNgkeNvCR7g=&SW=1264&View=dat a> [Consultado em 15 Novembro 2012].
- Castro, R., 2011. *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica, e Mini-Hídrica*. 1st ed. Lisboa, Portugal: IST Press, pp. 27 - 135.
- Cleland, D.I., 1991. *The Age of Project Management*. Vol XXII ed. E.U.A: Project Management Journal.
- Costa, P., 2004. Atlas do Potencial Eólico para Portugal Continental. Lisboa, 2004. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia da Terra, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, pp. 61-123.
- Costa, M., 2004. *Energia Fotovoltaica - manual sobre tecnologias, projecto e instalação*. [Online] Portugal: Portal Energia - Energias Renováveis Disponível em: <http://paginas.fe.up.pt/~ee03097/ficheiros/manual-fotovoltaico.pdf> [Consultado em 04 Agosto 2012].
- Costa, P. & Estanqueiro, A., 2006b. Building a Wind Atlas for Mainland Portugal Using a Weather Type Classification. Athens, 2006b. European Wind Energy Conference (EWEC).
- Costa, P. & Estanqueiro, A., 2006c. Development and Validation of the Portuguese Wind Atlas. Athens, 2006c. European Wind Energy Conference (EWEC).
- Costa, P., Simões, T. & Estanqueiro, A., 2006a. Assessment of the Sustainable Offshore Wind Potential in Portugal. Athens, 2006a. European Wind Energy conference (EWEC).
- DGEG, 2012a. *Renováveis - Estatísticas Rápidas Maio 2012, Direcção Geral de Energia e Geologia*. [Online] Portugal: Direcção Geral de Energia e Geologia Disponível em: [www.dgeg.pt](http://www.dgeg.pt) [Consultado em 20 Agosto 2012].
- DGEG, 2012b. *Renováveis - Estatísticas Rápidas Dezembro 2012, Direcção Geral de Energia e Geologia*. [Online] Disponível em: [www.dgeg.pt](http://www.dgeg.pt) [Consultado em 21 Março 2013].
- DGEG, 2012c. *Linhas de orientação para a revisão dos Planos Nacionais de Ação para as Enegias Renováveis e para a Eficiência Energética*. [Online] Disponível em: [http://www.apisolar.pt/images/stories/Politica\\_Energetica/dgeg\\_consulta\\_publica\\_linhas\\_orienta%C3%A7%C3%A3o\\_pnaee\\_pnaer.pdf](http://www.apisolar.pt/images/stories/Politica_Energetica/dgeg_consulta_publica_linhas_orienta%C3%A7%C3%A3o_pnaee_pnaer.pdf) [Consultado em 21 Fevereiro 2013].
- DL 168/99, 1999. *Diário da República 115/1999 Série I-A de 1999-05-18*. [Online] Disponível em: <http://dre.pt> [Consultado em 05 Maio 2012].
- DL 189/88, 1988. *Diário da República 123/1988, Série I-A de 1988-05-27*. [Online] Disponível em: <http://dre.pt> [Consultado em 05 Maio 2012].
- DL 225/2007, 2007. *Diário da República 105/2007 Série I de 2007-05-31*. [Online] Disponível em: <http://dre.pt> [Consultado em 05 Maio 2012].
- DL 313/95, 1995. *Diário da República 272/1995 Série I-A de 1995-11-24*. [Online] Disponível em: <http://dre.pt> [Consultado em 06 Maio 2012].
- DL 339-C/2001, 2001. *Diário da República 300/2001 Série I-A de 2001-12-29*. [Online] Disponível em: <http://dre.pt> [Consultado em 05 Maio 2012].
- DL 33-A/2005, 2005. *Diário da República 33/2005 Série I-A de 2005-02-16*. [Online] Disponível em: <http://dre.pt> [Consultado em 05 Maio 2012].
- EIA, 2010. *Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2011*. [Online] Disponível em: [http://www.eia.gov/oiaf/aeo/electricity\\_generation.html](http://www.eia.gov/oiaf/aeo/electricity_generation.html) [Consultado em 12 Setembro 2012].
- EPIA, 2011. *Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector – On the road to competitiveness*. [Online] EPIA, pp. 9 - 18 (European Photovoltaic Industry Association) Disponível em: [http://www.helapco.gr/ims/file/reports/tn\\_jsp.pdf](http://www.helapco.gr/ims/file/reports/tn_jsp.pdf) [Consultado em 27 Outubro 2012].
- EWEA, 2009. *The Economics of Wind Energy, a report by the European Wind Energy Association*. [Online] EU: EWEA, pp. 28 - 90. (1) Disponível em: [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/00\\_POLICY\\_document/Economics\\_of\\_Wind\\_Energy\\_March\\_2009.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Economics_of_Wind_Energy_March_2009.pdf) [Consultado em 13 Julho 2012].
- Gilat, A., 2005. *MATLAB an Introduction with Applicantions*. 2nd ed. Ohio - E.U.A: John Wiley & Sons, Inc.



- GL Garrad Hassan, 2011. *Analisis on the furthering of competition in relation to the establishment of large offshore wind farms in Denmark*. Deloitte, Background report2: Analisis of competitive conditions within the offshore wind sector. Denmark: GL Garrad Hassan Ministry of Climate Energy.
- Hertenstein, J. & McKinnon, S., 1997. *Solving the Puzzle of the cash flow statement*. [Online] E.U.A.: Board of Trustees at Indiana University. Disponível em: <http://isites.harvard.edu/fs/docs/icb.topic498331.files/Puzzle%20of%20the%20Cash%20Flow%20Stmt.pdf> [Consultado em 20 Agosto 2012].
- IAPMEI, 2001. *IAPMEI: Artigo Valor Actual Líquido - VAL*. [Online] (1) Disponível em: <http://www.iapmei.pt/iapmei-art-03.php?id=576> [Consultado em 9 Junho 2012].
- IEA & NEA, 2010. *Projected Price of Generating Electricity - 2010 Edition*. [Online] EU: International Energy Agency and OCDE Nuclear Energy Agency Disponível em: [http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/projected\\_costs.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/projected_costs.pdf) [Consultado em 10 Setembro 2012].
- IEA PVPS, 2011. *IEA - PVPS Annual Report 2011, Photovoltaic Power System Programme: International Energy Agency*. [Online] Photovoltaic Power System Programme: International Energy Agency Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/> [Consultado em 20 Agosto 2012].
- IEA Wind, 2000. *IEA Wind - Annual Reports*. [Online] Disponível em: [http://www.ieawind.org/annual\\_reports.html](http://www.ieawind.org/annual_reports.html) [Consultado em 28 Agosto 2012].
- IEA Wind, 2011. *2010 Annual Report*. [Online] ISBN 0-9786383-5-2: International Energy Agency. Disponível em: [http://www.ieawind.org/annual\\_reports.html](http://www.ieawind.org/annual_reports.html) [Consultado em 05 Abril 2012].
- IEA Wind, 2011. *IEA Wind Task 26: Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind Energy, IEA Members: International Energy Agency*. [Online] IEA Members: International Energy Agency Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/48155.pdf> [Consultado em 28 Agosto 2012].
- IEA Wind, 2012. *2011 Annual Report*. [Online] International Energy Agency. Disponível em: [http://www.ieawind.org/annual\\_reports.html](http://www.ieawind.org/annual_reports.html) [Consultado em 15 Novembro 2012].
- IEA, 2010. *Technology Roadmap - Solar photovoltaic energy*. OECD/IEA: International Energy Agency.
- IGCP, 2012. *Obrigações do Tesouro*. [Online] IGCP (1) Disponível em: <http://www.igcp.pt/gca/?id=57> [Consultado em 25 de Novembro 2012].
- INE, 2003. *Índice de Preços no Consumidor. Nota Metodológica*. [Online] INE Disponível em: [http://www.estt.ipt.pt/download/disciplina/1272\\_IPC\\_Metodologia\\_Final.pdf](http://www.estt.ipt.pt/download/disciplina/1272_IPC_Metodologia_Final.pdf) [Consultado em 15 Maio 2012].
- INE, 2012. *Instituto Nacional de Estatística*. [Online] Disponível em: [www.ine.pt](http://www.ine.pt) [Consultado em 20 Abril 2012].
- LNEG, 2012. *Dados fornecidos pela equipa do LNEG*. Campus Lumiar: Laboratório Nacional de Energia e Geologia.
- Manwell, J., McGowan, J. & Rogers, A., 2002. *Wind Energy Explained - Theory, Design and Application*. University of Massachusetts, Amherst, USA: John Wiley and Sons, LTD.
- Mathew, S., 2009. *Wind Energy - Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. 1st ed. India: Springer.
- Melo, A.B.e., 2008. *Zona Piloto Portuguesa para a Energia das Ondas - Museu da Electricidade - Fundação EDP*. [Online] Portugal: Fundação EDP Disponível em: [http://www.wavec.org/client/files/Ana\\_Brito\\_Melo.pdf](http://www.wavec.org/client/files/Ana_Brito_Melo.pdf) [Consultado em 13 Julho 2012].
- MIBEL, 2012. *Relatórios Mensais do MIBEL*. [Online] MIBEL Disponível em: [http://www.mibel.com/index.php?mod=documentos&mem=descargar&fichero=documentos\\_PT\\_VP\\_2012\\_07\\_Bol\\_mensal\\_76467781.pdf](http://www.mibel.com/index.php?mod=documentos&mem=descargar&fichero=documentos_PT_VP_2012_07_Bol_mensal_76467781.pdf) [Consultado em 30 Novembro 2012].
- Pereira, A., 2000. *A Inflação e o Índice de Preços no Consumidor*. INE: Dossiers Didácticos.
- PNAER, 2010. *Plano de Acção Nacional para as Energias Renováveis ao abrigo da Directiva 2009/28/CE*. [Online] Portugal: República Portuguesa Disponível em: <http://ftp.infoeuropa.euroid.pt/database/000045001-000046000/000045717.pdf> [Consultado em 10 Maio 2012].
- PORDATA, 2012. *PORDATA - Base de Dados Portugal Contemporâneo*. [Online] Disponível em: [http://www.pordata.pt/Portugal/Taxas+de+juro+sobre+novas+operacoes+de+emprestimos+\(media+anual\)+a+empresas+total+e+por+escalao+de+credito-2113](http://www.pordata.pt/Portugal/Taxas+de+juro+sobre+novas+operacoes+de+emprestimos+(media+anual)+a+empresas+total+e+por+escalao+de+credito-2113) [Consultado em 2012 Abril 2012].
- Portal das Finanças, 2012. *Código do IRC*. [Online] AT - autoridade tributária e aduaneira Disponível em: [http://info.portaldasfinancas.gov.pt/NR/rdonlyres/F3305D85-29A1-4463-B954-579E38E5B5FE/0/CIRC\\_Republicado.pdf](http://info.portaldasfinancas.gov.pt/NR/rdonlyres/F3305D85-29A1-4463-B954-579E38E5B5FE/0/CIRC_Republicado.pdf) [Consultado em 15 Novembro 2012].
- Portaria 286/2011, 2011. *Diário da República 209/2011 Série I de 2011-11-31*. [Online] Disponível em: <http://dre.pt> [Consultado em 2012 Outubro 20].
- Produtos Bancários, 2010. *Não necessita ser um "Expert" para compreender as obrigações*. [Online] Escola de Produtos e Serviços Bancários. (1) Disponível em: <http://www.produtosbancarios.com/obrigacoes-compreender/> [Consultado em 13 Janeiro 2013].
- RCM 29/2010, 2010. *Resolução de Conselho de Ministros n.º29/2010*. [Online] Diário da República (1) Disponível em: [www.dre.pt](http://www.dre.pt) [Consultado em 2 Outubro 2012].

- REN, 2011. *A Energia Eólica Em Portugal*. [Online] Portugal: Redes Energéticas Nacionais Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/EnergiaEolica/A%20Energia%20E%C3%B3lica%20em%20Portugal%20-%202011.pdf> [Consultado em 24 Março 2012].
- REpower Systems, 2012. *REpower 5M*. [Online] REpower Disponível em: [http://www.repower.de/fileadmin/download/produkte/RE\\_PP\\_5M\\_uk.pdf](http://www.repower.de/fileadmin/download/produkte/RE_PP_5M_uk.pdf) [Consultado em 29 January 2013].
- Short, W., Packey, D.J. & Holt, T., 1995. *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. [Online] Colorado, E.U.A.: National Renewable Energy Laboratory, pp. 2 - 70. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/legosti/old/5173.pdf> [Consultado em 15 Junho 2012].
- SPES, 2004. *Energia Solar - Revista de Energias Renováveis & Ambiente*. Lisboa: Órgão da Sociedade Portuguesa de Energia Solar.
- Šúri, M., Huld, T.A. & Dunlop, E.D., 2007. *Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries*. [Online] Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> [Consultado em 24 Agosto 2012].
- Twidell, J. & Weir, T., 1986. *Renewable Energy Resources*. Nova Iorque, 1986. E. & F. N. Spon.
- Vestas, 2013. *Vestas Turbine overview*. [Online] Vestas Disponível em: [www.vestas.com](http://www.vestas.com) [Consultado em 29 January 2013].

## Anexos

### Anexo I      Dados de Entrada Ferramenta AEAS\_EoPv

No arranque da ferramenta surge a janela de input (Fig. 17), onde o utilizador terá de escolher/inserir os seguintes dados de entrada:

- Tecnologia da Central Renovável:
  - Eólica *onshore*,
  - Eólica *offshore*,
  - Fotovoltaica;
- Decreto lei<sup>1</sup> - Actualizar as regras de remuneração conforme surgem novos decretos-lei que aumentam a tarifa:
  - Sim: No decorrer da vida do projecto, se surgir novo decreto-lei que aumente a tarifa bonificada, a central passa a estar ao abrigo deste novo decreto-lei;
  - Não: Utiliza o decreto-lei em vigor no ano de início da produção em toda a vida do projecto;
  - Não: O utilizador terá de escolher o decreto-lei que rege as regras de remuneração para a central. Esta regra mantém-se fixas em toda a vida do projecto, mas pode não traduzir a realidade;
- Projecto:
  - Data de início do projecto: mês e ano do início do projecto;
  - Caso Eólico:
    - Seleccione a turbina eólica Instalada: a Ferramenta da a opção de escolha entre duas a três turbinas eólicas;
    - Número de dispositivos por central: o utilizador pode escolher o número de dispositivos instaladas na central analisada.
  - Caso Fotovoltaico:
    - Potência declarada da central [MW];
  - Potencial do recurso:
    - Caso eólico: Horas anuais equivalentes à potência nominal (NEPS) [h];
    - Caso fotovoltaico: Potencial fotovoltaico [kWh/kWp];
  - Número de anos do projecto;
  - Definição de sazonalidade:

---

<sup>1</sup> Devido a ausência de decretos-lei para a energia eólica offshore em Portugal, exceptuando o caso *Wind-float* que é uma projecto experimental e único, a opção de escolher o decreto-lei na ferramenta está ausente. É pedido ao utilizador a tarifa bonificada [€/MWh] para este caso.

- Eólica *onshore*: A sazonalidade mensal para a energia eólica *onshore* tem o mesmo perfil mensal do ano de 2011. Esta sazonalidade repete-se todos os anos e apenas foi introduzida para melhorar o aspecto gráfico, não interferindo nos cálculos efectuados. Com fim de distinguir diferentes perfis do índices de eolicidade entre os anos de 1999 e 2011, o utilizador terá de escolher entre 3 zonas distintas: Zona de Costa, Zona de Montanha, Outras Zonas. Cada zona tem o seu padrão de índice de eolicidade, excepto as “Outras Zonas” onde o índice é fixo (valor 1). Este mesmo valor é utilizado para anos que não se encontram no período [1999 – 2011];
- Fotovoltaica: de forma a respeitar a sazonalidade do recurso solar em diferentes regiões de Portugal Continental, o utilizador terá de optar por umas das regiões: Norte, Centro, Lisboa e Vale do Tejo, Alentejo ou Algarve;
- Eólica *offshore*: esta opção não está presente para a energia eólica *offshore*, visto não haver dados de sazonalidade;
- Taxas:
  - Taxa de actualização (ou desconto) real do investimento [%];
  - Taxa de imposto (IRC) [%];
  - Taxa de inflação [%/ano];
  - Degradação da produção [%/ano];
- Actualização de Preços:
  - Mês e ano correspondente à data ao qual o utilizador pretende actualizar os preços;
- Investimento:
  - Botão: “Utilizar Investimento de Capital Médio”:
    - Caso Eólico: Ao seleccionar este botão, a ferramenta assume os custos de capital médio presentes na Tabela 6, para anos entre 2003 e 2011, mantendo-se constantes com valores de 2011 para os anos posteriores a este período. Nos anos anteriores, estes custos são obtidos através da equação (4.1).
    - Caso Fotovoltaico: Ao seleccionar este botão, a ferramenta assume os custos presentes na Fig. 15.
  - Investimento de capital, custos associados à potência instalada [€/kW]:
    - Caso eólico: investimento em turbinas instaladas. Terá de incluir todos os custos associados à instalação das turbinas, desde a própria turbina, até a sua base e os trabalhos associados na sua instalação;
    - Caso fotovoltaico: investimento no sistema fotovoltaico. Inclui custos dos painéis fotovoltaicos e suas estruturas, custos em inversores, dispositivos de electrónica de potência e baterias (se for este o caso);

- Outros custos [M€]: Investimento inicial que não depende directamente da potência instalada na central. Incluem custos das subestações, cablagem, custos de ligação à rede pública, trabalhos de construção civil, entre outros;
- Custos de Operação e Manutenção: Caso eólico *onshore*: custos de operação e manutenção por unidade de energia produzida [€/MWh]; Caso eólico *offshore*: custos de operação e manutenção anual por turbina instalada; Caso fotovoltaico: percentagem do investimento inicial correspondente aos custos de operação e manutenção anuais [%/ano]; Aluguer Anual do Terreno<sup>I</sup> [€/ano];
- Financiamento:
  - Percentagem do investimento financiado [%].
  - Prazo do empréstimo bancário [anos];
  - Taxa de Juro [%];
- Outras Opções:
  - Investimento Adicional: Introdução de um investimento adicional num ano a escolha, onde é necessário introduzir o montante do investimento [€] e o ano desejado;
  - Tarifa de Mercado [€/MWh]: O utilizador pode optar por utilizar a tarifa de mercado após o limite de remuneração bonificada, seguindo as regras dos respectivos decretos-lei. Se optar por não utilizar este parâmetro a energia produzida será remunerada pela tarifa bonificada em toda a vida do projecto;
  - Análise de Sensibilidade: Ao optar pela análise de sensibilidade, o utilizador terá de introduzir a percentagem de redução/aumento da remuneração bonificada em 3 diferentes amostras, obtendo assim 3 reduções/aumentos de tarifa bonificada distintas.
  - Ficheiro de Histórico: o utilizador pode escolher se deseja obter um ficheiro (txt) com os detalhes dos cálculos efectuados;
- Identificar Análise: O utilizador pode identificar a análise actual para compara-la posteriormente com outras análises. A ferramenta consegue guardar as 4 últimas análises, possibilitando compara-las.

Além dos dados introduzidos/seleccionados pelo utilizador no início do programa, também é necessário recorrer à base de dados da ferramenta, onde é adquirido os seguintes dados:

- Índice de Preços no Consumidor – taxa de variação mensal (INE, 2012);
- Sazonalidade eólica e fotovoltaica – base mensal;
- Índice de eolicidade para zonas de costa e montanha em Portugal Continental – base anual correspondente os anos entre 1999 e 2011 (IEA Wind, 2012);

---

<sup>I</sup> Apenas presente para o caso fotovoltaico. A eólica *onshore* já paga um imposto aos municípios, 2.5% da remuneração mensal (ver capítulo 2.2.2).

## Anexo II Função Remuneração Mensal

A função *Remuneração Mensal* calcula a remuneração e a energia produzida de uma central renovável num determinado mês, seguindo os critérios da legislação. O utilizador pode optar por utilizar os métodos de cálculos da remuneração em vigor num decreto-lei à sua escolha, o que pode não traduzir a realidade, ou optar por actualizar o método de cálculo conforme surgem diferentes decretos-lei ao longo da vida do projecto que aumentam o valor da remuneração,.

A função *Remuneração Mensal* efectua vários cálculos seguindo as regras definidas no capítulo 2.2.2 desta dissertação e funciona seguindo o esquema simplificado da Fig. 68.

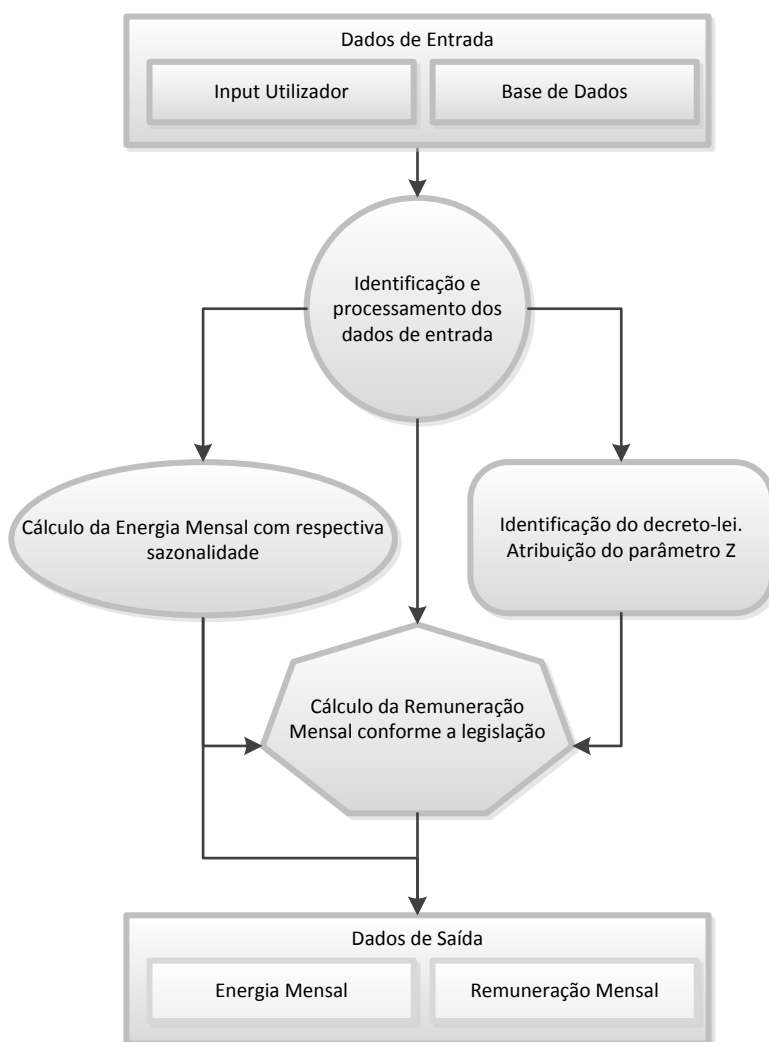


Fig. 68 – Esquema simplificado do funcionamento da função *Remuneração Mensal*.

### **Dados de entrada**

#### **Input Utilizador:**

*Tecnologia*: Variável que indica qual a tecnologia da central renovável.

- Centrais Eólicas:
  - *Onshore*:  $Tecnologia = 1$ ,
  - *Offshore*:  $Tecnologia = 3$ ,
- Centrais Fotovoltaicas:
  - Potência declarada inferior ou igual a 5kW:  $Tecnologia = 2.5$ ,
  - Potência declarada superior a 5kW:  $Tecnologia = 2$ .

*Zona*: Localização em Portugal Continental da central renovável. O valor de *Zona* respeita o seguinte critério:

- Centrais Eólicas *Onshore*:
  - Zonas montanhosas:  $Zona = 1$ ,
  - Zonas de costa:  $Zona = 2$ ,
  - Outro tipo de local:  $Zona = 0$ .
- Centrais Fotovoltaicas:
  - Norte:  $Zona = 1$ ,
  - Centro:  $Zona = 2$ ,
  - Lisboa e Vale do Tejo:  $Zona = 3$ ,
  - Alentejo:  $Zona = 4$ ,
  - Algarve:  $Zona = 5$ .

*Ano*: Ano correspondente ao mês de remuneração.

*Mês*: Número do mês no ano, exemplo: Janeiro –  $Mes=1$ , ... , Dezembro –  $Mes=12$ .

*AnoInicio*: Ano de início de produção da central renovável.

$POT_{dec}$ : Potência declarada no acto de licenciamento da central renovável [kW].

*NEPS*: Número de horas anuais equivalentes à potência nominal, característico do local de instalação da central. NEPS para centrais eólicas ou kWh/kWp para a centrais fotovoltaicas.

$K$ : Variável que representa a decisão, no acto de licenciamento, da opção da modulação tarifária traduzida pelo coeficiente KMHO. Para as centrais renováveis que optam pelo coeficiente KMHO o valor de  $K$  é 1. Para as que não optam por este coeficiente o valor de  $K$  é 0.

$IPC_{ml}$ : Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao mês de remuneração, tendo como referência o mês anterior ao início do projecto (definido na secção *Ciclo mensal*).

$IPC_{ref}$ : Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao início de produção da central renovável. Para centrais ao abrigo dos Decretos-Lei n.º 168/99 e 339-C/2001 este índice é referente ao mês de Dezembro de 1998.

$NEPS_{Temp}$ : Número de horas equivalentes à potência nominal de produção anual acumulada no ano respectivo ao mês de remuneração. Este parâmetro é necessário para o cálculo da remuneração ao abrigo do Decreto-Lei n.º 339-C/2001.

*VariarDL*: Comando que informa a decisão do utilizador se deseja actualizar a forma de cálculo da remuneração mensal ao abrigo de diferentes decretos-lei conforme surjam no tempo de vida do projecto novos decretos-lei que aumentam o valor da remuneração. Para sofrer esta actualização o parâmetro *VariarDL* terá valor 1. Se o utilizador deseja que a central fique ao abrigo de apenas um decreto-lei ao longo da vida do projecto, então *VariarDL* terá valor 0.

*DecretoLei*: Quando o utilizador pretende fixar o decreto-lei ao longo de toda a vida do projecto e, estando ciente que esta operação pode não traduzir a realidade, é necessário indicar qual é o decreto-lei desejado. O parâmetro de entrada *DecretoLei* terá de respeitar a seguinte condição:

- Decreto-lei em vigor no ano do início de produção da central: *DecretoLei*=0;
- Decreto-Lei n.º 168/99: *DecretoLei*=1;
- Decreto-Lei n.º 339-C/2001: *DecretoLei*=2;
- Decretos-Lei n.º 33-A/2005: *DecretoLei*=3;
- Decretos-Lei n.º 225/2007: *DecretoLei*=4.

## Base de dados

Para facilitar os cálculos desta função, foi necessário criar dois ficheiros contendo base de dados que serão lidos na execução da função.

O primeiro ficheiro tem o nome *CoefSazonalidade\_Irradiancia\_Eolica.mat* o qual contém dados da sazonalidade da irradiância solar para diferentes zonas de Portugal Continental e também contém o coeficiente de sazonalidade mensal para as centrais eólicas. Este ficheiro contém uma matriz com o nome *MatrizCoefNEPS* com dimensão 12x8 (12 linhas, 8 colunas). As colunas de 1 a 5 contém a Irradiância Solar das 5 diferentes zonas de Portugal continental para os 12 meses do ano, a 6ª coluna



contém o número de dias de cada mês do ano; a 7ª coluna contém o número respectivo do mês; a 8ª e última coluna contém o Coeficiente de sazonalidade mensal eólica. Todos os coeficientes de sazonalidades estão em valores decimais e serão posteriormente multiplicados, para cada caso, com o número de horas anuais equivalentes à potência nominal do recurso local, obtendo assim o número de horas equivalentes à potência nominal do respectivo mês em análise.

O segundo ficheiro com o nome *IndiceEolicidadeAnual\_1996\_2012.mat* contém dados do Índice de Eolicidade Anual para zonas de Montanha e de Costa de Portugal continental desde o ano 1996 até 2012. O conteúdo desta base de dados é uma matriz com o nome *WindIndexAnual*, com dimensão 17x3 (17 linhas, 3 colunas), onde a primeira e segunda coluna contém os índices de eolicidade anual das zonas de montanha e de costa, respectivamente, dos anos de 1996 a 2012. A terceira e última coluna contém o ano dos índices de eolicidade (IEA Wind, 2012).

### Procedimento

Alguns dados de entrada necessitam de manipulação prévia antes da sua utilização no decorrer da função. É atribuído um número específico ao tipo de sistema, de forma a identificar qual a tecnologia renovável utilizada. Com esta identificação e através da zona e mês introduzidos, é possível atribuir a respectiva sazonalidade do recurso local no correcto mês, utilizando a matriz *MatrizCoefNEPS* derivada da base de dados, assim obtém-se o número de horas equivalentes à potência nominal do respectivo mês. Para o caso eólico *onshore*, a energia anual sofre influência do índice de eolicidade, o qual é multiplicado ao NEPS, obtendo assim o número de horas anual equivalente à potência nominal do respectivo ano. Só após a obtenção deste NEPS é que será atribuída a sazonalidade do recurso eólico *onshore*.

Através das opções iniciais do utilizador, é possível identificar, na secção da função “*Identificação do decreto-lei. Atribuição do parâmetro Z*”, se optou por fixar o decreto lei ou preferiu actualizar o cálculo da remuneração conforme surgem novos critérios de cálculo no decorrer da vida do projecto. Dependendo da escolha, é possível identificar através do ano e mês corrente, qual o decreto-lei em vigor na época em análise. Cada legislação tem os seus critérios, já guardados no corpo da função, que são activados após a identificação do decreto-lei. O parâmetro Z também é guardado no corpo da função, conforme o decreto-lei e o tipo de tecnologia, o qual também é activado após a identificação da tecnologia em análise e do  $NEPS_{Temp}$  para o DL339-C/2001.

### Anexo III Função Análise Económica

A função *Análise Económica* calcula, para uma central de energias renováveis, o custo normalizado de energia (LCOE), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), o Valor Actual Líquido (VAL) do projecto, o VAL de 15 anos do projecto, o VAL após o prazo do empréstimo, o tempo de retorno simples (SPB) e o tempo de retorno descontado (DPB). Na sua saída também está incluído o vector *VALPlot* que possibilita a impressão do gráfico do VAL de forma a observar a sua evolução anual na vida do projecto. É possível obter um ficheiro com todos os resultados detalhados da função no final da sua execução. A Fig. 69 demonstra esquematicamente o funcionamento da função.

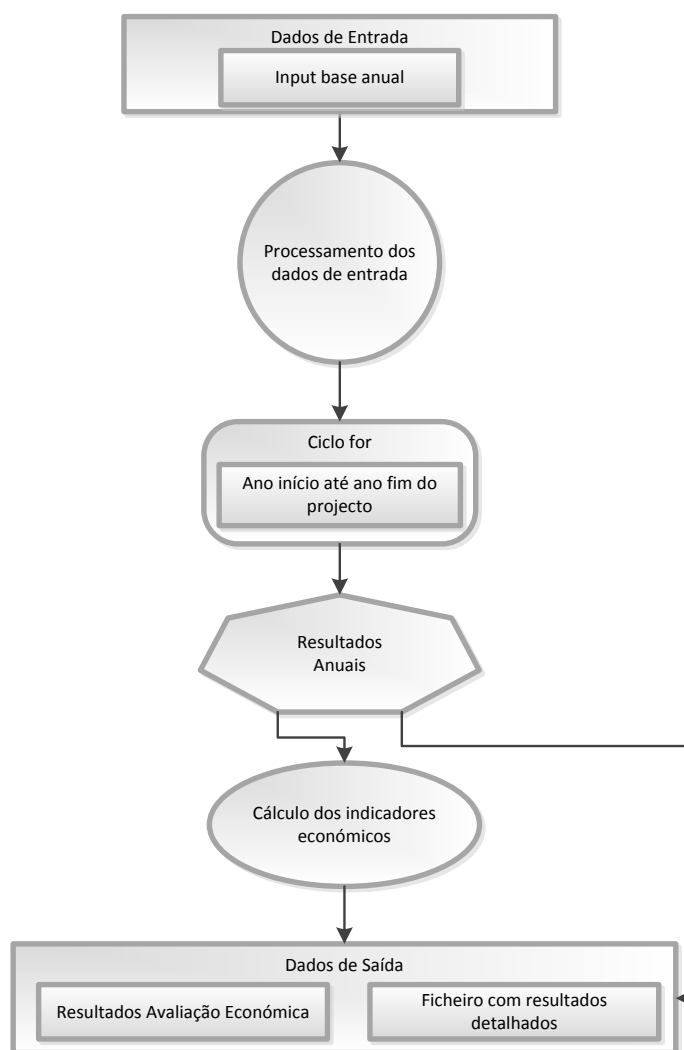


Fig. 69 – Esquema simplificado da função *Análise Económica*.

## Dados de entrada

Para o correcto funcionamento desta função, são necessários dados de entrada previamente calculados no corpo da ferramenta *AEAS\_EoPv*. Os dados de entrada são:

*NEPSx*: Número de horas anuais equivalentes à potência nominal, característico do local de instalação da central renovável. Para o caso eólico esta variável é correspondente ao NEPS, para o caso fotovoltaico esta variável é o valor do potencial solar característico do local da central [kWh/kWp].

*POT\_Instalada*: Potência instalada no acto de licenciamento da central renovável [kW].

*RemuneracaoAnual*: Vector de remuneração anual [€] da central renovável. Cada linha do vector corresponde a um ano de vida do projecto.

*EnergiaAnual*: Vector da energia anual [kWh] produzida pela central renovável. Cada linha do vector corresponde a um ano de vida do projecto.

*ValorInvestimento*: Valor do Investimento em €.

*TaxaDescontoReal*: Taxa de desconto introduzido pelo utilizador.

*CustosOpManAnual*: Vector com os custos anuais de O&M da central renovável [€].

*AluguerAnual*: Vector de custos de aluguer anual do terreno onde se localiza a central renovável [€].

*Coef\_Imposto*: Taxa de imposto em valores decimais.

*VidaProjecto*: Anos de vida do projecto [anos].

*juro*: Taxa de juro negociada com o financiador, valores decimais.

*AnosEmprestimo*: Prazo em anos do empréstimo [anos].

*Coef\_Emprestimo*: Coeficiente do empréstimo em relação ao investimento inicial, valores decimais.

*Coef\_Degradacao\_Producao*: Degradação da produção anual [%/ano]. Indica qual o decréscimo anual de produção da central renovável, valores decimais.

*AdicionarInvestimento*: Variável que indica se o utilizador opta introduzir um investimento adicional, para além do investimento inicial.

*AnoAdicaoInv*: Ano ao qual o investimento adicional é introduzido.

*ValorInvAdicional*: Valor do investimento adicional [€].

Caso o utilizador opte por acrescentar um investimento adicional, então:

- *AdicionarInvestimento* = 1,
- *AnoAdicaoInv* terá o valor do ano ao qual é adicionado o investimento,
- *ValorInvAdicional* terá o valor em € do investimento adicional.

Se o utilizador não necessita introduzir investimento adicional, então:

- $AdicionarInvestimento=0$ ,
- $AnoAdicaoInv=0$ ,
- $ValorInvAdicional=0$ .

*CriarFicheiro*: É dada a opção ao utilizador de guardar um histórico dos resultados dos cálculos efectuados pela função num ficheiro com o nome *Historico\_Analise\_Economica.dat*. Caso esta opção seja positiva, então terá de introduzir 1 nesta variável, caso contrário terá de introduzir 0.

*Tarifa\_Mercado*: Valor da tarifa de mercado apenas para registo no ficheiro de histórico [€/MWh].

*Limite\_Remuneracao*: Constante que indica o prazo de remuneração bonificada do projecto [anos].

*Ano2012*: Constante que indica em qual ano, após o início do projecto, corresponde o ano 2012 [anos].

### **Procedimento**

No início da função alguns dados de entrada são previamente manipulados para a correcta utilização no ciclo mensal. Na secção “*Processamento dos dados de entrada*” é definida a amortização anual equação (3.14), o valor de empréstimo (multiplicação entre a constante *Coef\_Emprestimo* e *ValorInvestimento*), e é inicializado todos os vectores necessários para o ciclo mensal.

O ciclo mensal calcula, para cada ano de vida do projecto, todos os parâmetros anuais necessários para o fluxo de caixa e cálculos económicos, seguindo os critérios do 3º capítulo desta dissertação. Todos os resultados são guardados em diferentes vectores que serão posteriormente impressos no ficheiro histórico de resultados. Ainda no ciclo mensal é calculado para cada ano o VAL recorrendo-se à equação (3.11), onde a taxa de desconto corresponde à variável *TaxaDescontoReal*. Este parâmetro é também guardado em forma de vector, podendo posteriormente ser usado para imprimir a evolução anual do VAL. Para se obter o VAL de 15 anos e do prazo de empréstimo basta indicar o valor do VAL no respectivo ano. O mesmo se passa com o VAL de vida do projecto, onde o ano é o último do vector. Para se obter o valor da TIR recorre-se à função *IRR* nativa no *Matlab*<sup>TM</sup>, onde é apenas introduzido o vector fluxo de caixa líquido.

O LCOE é calculado através da equação (3.4) utilizando os vectores resultantes do ciclo mensal, o mesmo acontece para o SPB e o DPB.

Todos os resultados são impressos no ficheiro de histórico, quando requisitado pelo utilizador, e os resultados económicos são devolvidos como dados de saída da função.

## Anexo IV Análise de Tarifas

### Decreto-Lei n.º 339-C/2001 – Central Eólica: Início Junho de 2002. Variação do NEPS Local:

#### Zona 1 – NEPS: 1900 h

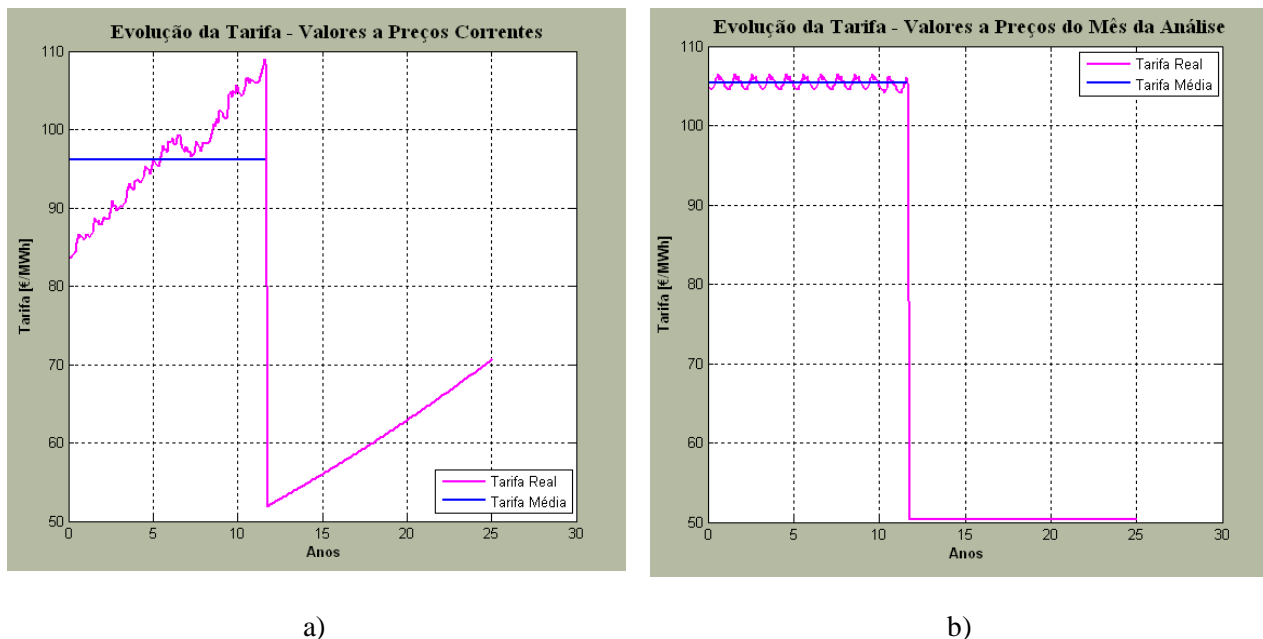


Fig. 70 – Evolução da Tarifa (DL 339-C/2001). Central Eólica *Onshore* com NEPS de 1900 h.

a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.

#### Zona 2 – NEPS: 2100 h

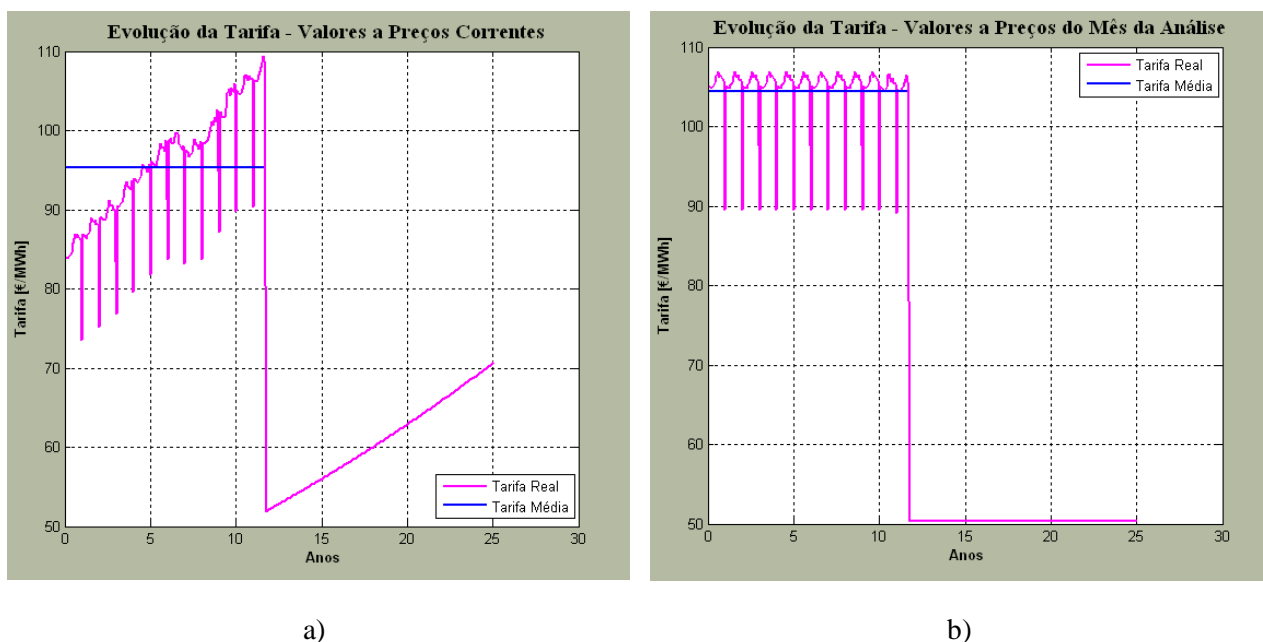


Fig. 71 – Evolução da Tarifa (DL 339-C/2001). Central Eólica *Onshore* com NEPS de 2100 h.

a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.

Zona 3 – NEPS: 2300 h

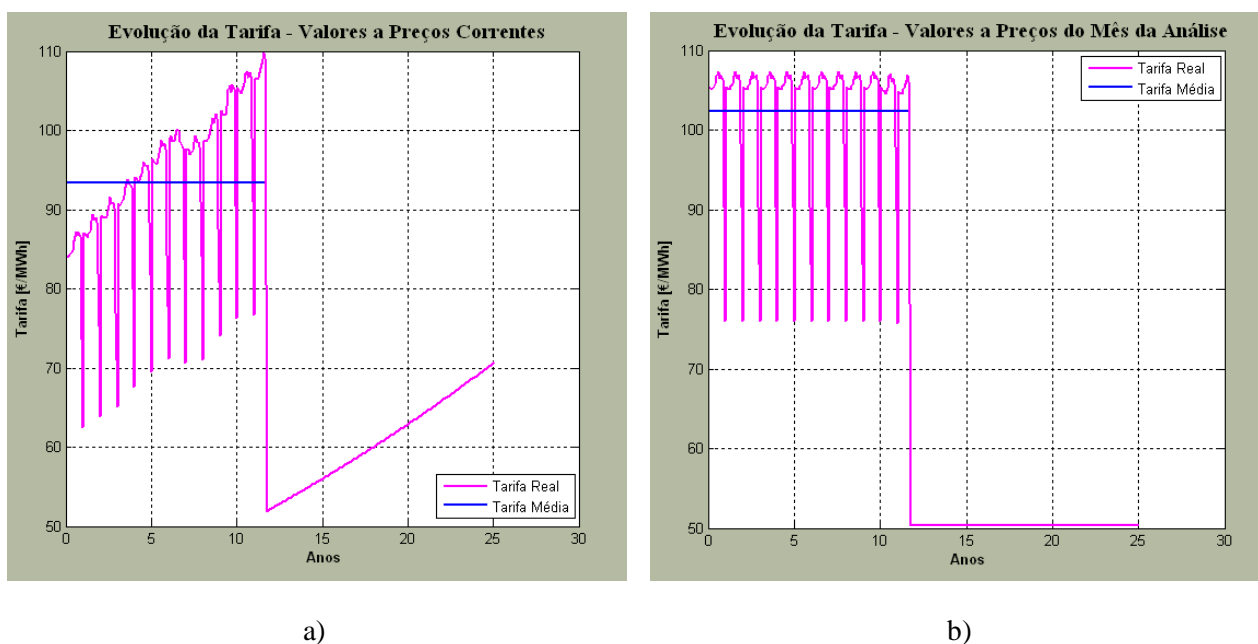


Fig. 72 – Evolução da Tarifa (DL 339-C/2001). Central Eólica *Onshore* com NEPS de 2300 h.

a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.

Zona 4 – NEPS: 2500 h

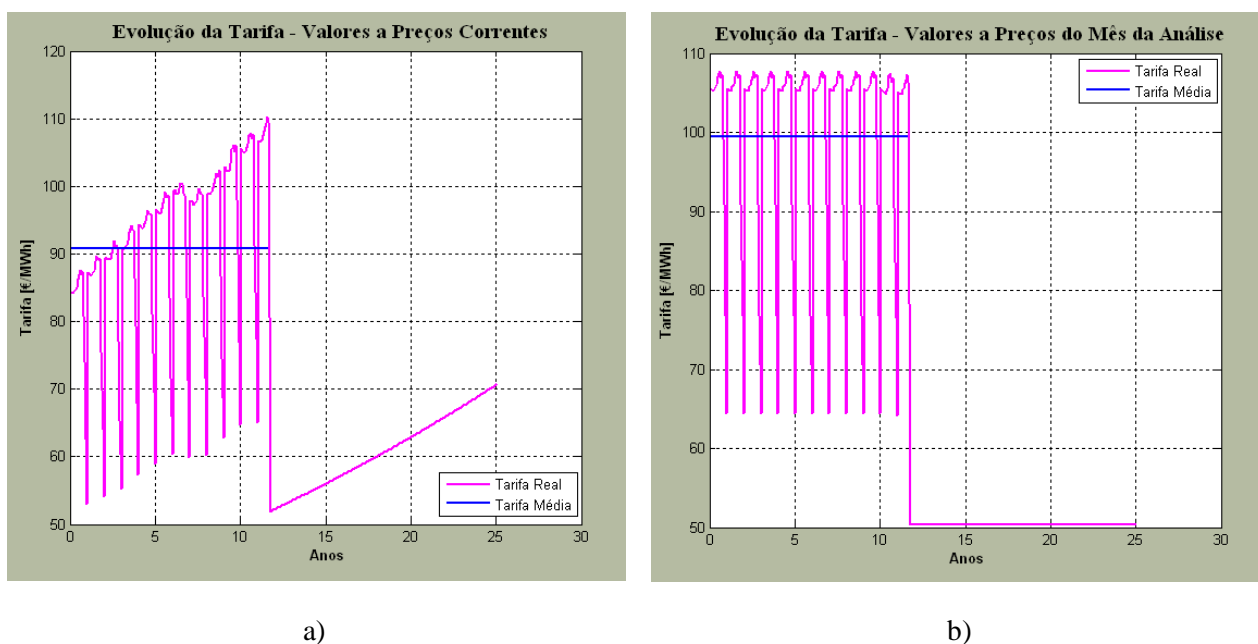
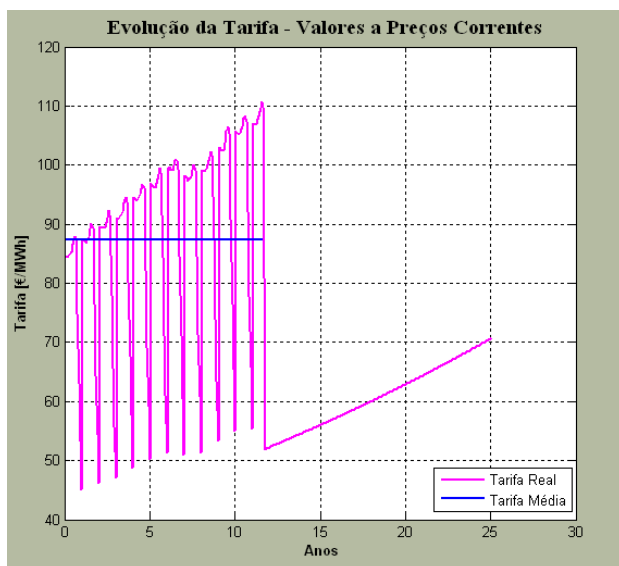


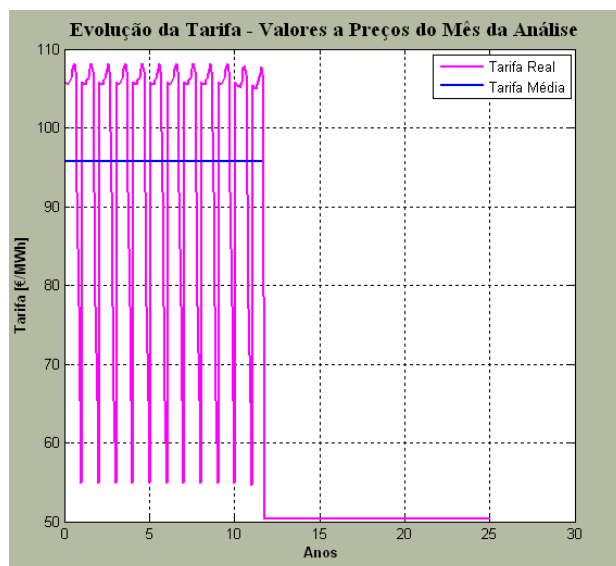
Fig. 73 – Evolução da Tarifa (DL 339-C/2001). Central Eólica *Onshore* com NEPS de 2500 h.

a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.

Zona 5 – NEPS: 2700 h



a)

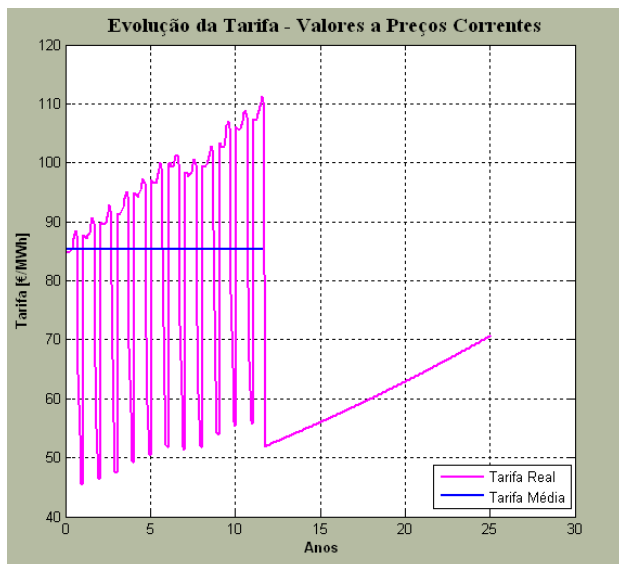


b)

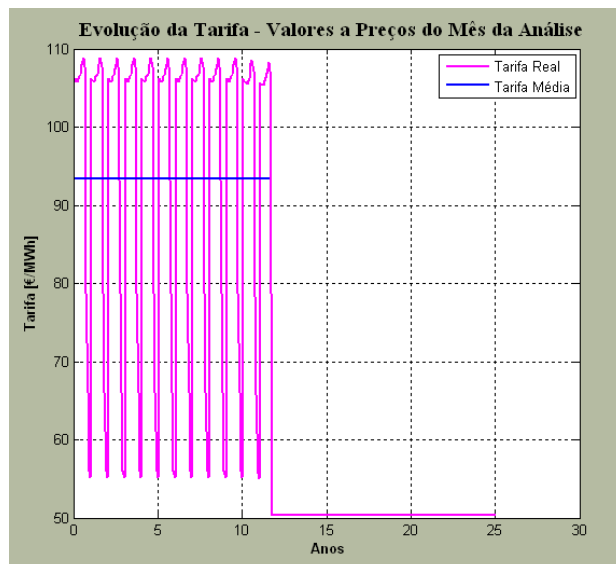
Fig. 74 – Evolução da Tarifa (DL 339-C/2001). Central Eólica *Onshore* com NEPS de 2700 h.

a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.

Zona 6 – NEPS: 3000 h



a)



b)

Fig. 75 – Evolução da Tarifa (DL 339-C/2001). Central Eólica *Onshore* com NEPS de 3000 h.

a) Tarifa a preços correntes. b) Tarifa a preços de Junho de 2012.